

Bogotá, 16 de diciembre de 2014

Señor
Jorge Trías
Administrador del Contrato
Gerencia de Regalías y Derechos Económicos
Agencia Nacional de Hidrocarburos
Bogotá, Colombia

Referencia: Entrega del Segundo Informe del Estudio de Alternativas para la Comercialización del Petróleo de Regalías de la Nación – Contrato No 138 del 2014

Apreciado Sr. Trías,

Por medio de la presente nos permitimos hacer entrega del Informe No 2 del Estudio de Alternativas para la Comercialización del Petróleo de Regalías de la Nación correspondiente a los resultados de la Fase 1 donde se han realizado las actividades de Diagnóstico, Benchmarking de Modelos de Comercialización de Regalías e Identificación y Evaluación de Esquemas de Comercialización.

En la versión adjunta a la presente comunicación hemos incluido los comentarios y sugerencias recibidos por parte del equipo de la ANH.

Quedamos a su disposición para cualquier aclaración o sugerencia,

Cordialmente,



Rodolfo Guzman
Director del Proyecto
e-mail: guzman.r@adlittle.com

**Estudio de Alternativas
para la Comercialización
del Petróleo de Regalías
de la Nación**

Resultados de la Fase 1

Preparado para:
Agencia Nacional de Hidrocarburos -
ANH

Bogotá, 16 de Diciembre de 2014

Arthur D. Little, Inc.
711 Louisiana Street,
Suite 2100
Houston, Texas 77002
U.S.A.
Teléfono +1 281-404-9856
Fax +1 713-655-0726
www.adlittle.com

Índice

1	Glosario	8
2	Introducción	10
3	Diagnóstico del Esquema de Comercialización de Regalías	12
3.1	Antecedentes	12
3.2	Análisis de las Condiciones Comerciales	33
3.3	Análisis Técnico- Económico	40
3.4	Análisis Jurídico	52
3.5	Análisis Administrativo	61
3.6	Análisis de volúmenes por derechos económicos	64
3.7	Principales conclusiones del diagnóstico	69
4	Análisis de Experiencias Internacionales	71
4.1	Resultados del benchmarking	72
4.2	Perú	73
4.3	Brasil	74
4.4	Argentina	76
4.5	Estados Unidos	77
4.6	Canadá	78
4.7	Guinea Ecuatorial	83
4.8	Nigeria	84
4.9	Argelia	85
4.10	Principales mensajes del Benchmarking	86
5	Análisis y selección de alternativas de comercialización	89
5.1	Caracterización de alternativas de comercialización	89
5.2	Definición de Criterios de Evaluación de las Alternativas de Comercialización	107
6	Pre-mercadeo: Acercamiento a Potenciales Comercializadores	109
7	Comparación de Alternativas de Comercialización	112
7.1	Matriz de Priorización	112
7.2	Análisis de Beneficios Económicos	113
7.3	Principales Mensajes de la Comparación de Alternativas de Comercialización	129

8	Recomendaciones	132
8.1	Mapa estratégico	132
	ANEXO 1: Concepto Jurídico Obligaciones de Abastecimiento	142
	Anexo 2: Concepto Jurídico Opción de Monetización y Sanciones	149
	ANEXO 3: Cuestionario Entrevistas Pre-mercadeo	154

Lista de Figuras

Figura 1: Regalías de Crudo 2012-2014	12
Figura 2: Aporte de Regalías por Departamento	13
Figura 3: Distribución de empresas por regalías	14
Figura 4: Exportaciones de crudo en Colombia	14
Figura 5: Infraestructura de los Llanos Orientales	15
Figura 6: Infraestructura del Casanare	16
Figura 7: Infraestructura del Valle del Magdalena	17
Figura 8: Infraestructura del Valle del Magdalena Medio	18
Figura 9: Infraestructura de Exportación Coveñas	19
Figura 10: Infraestructura de Exportación Tumaco	20
Figura 11: Ciclo de Regalías	22
Figura 12: Resumen Contratos y Convenios de Comercialización con Ecopetrol	25
Figura 13: Resumen Cláusula de Precios Oferta Mercantil Enero 2007 – Julio 2009	26
Figura 14: Resumen Cláusula de Precios Oferta Mercantil Julio 2009 – Diciembre 2012	28
Figura 15: Fórmula de Precio Crudo de Exportación – Contrato de Compra Venta 2012	29
Figura 16: Fórmula de Precio Crudo de Refinación – Contrato de Compra Venta 2012	29
Figura 17: Metodología para la Estimación de Precios de Regalías Resolución 350 del 2014	30
Figura 18: Precio de crudo de refinación	33
Figura 19: Análisis de Precios Enero – Junio 2014	34
Figura 20: Costos Promedio para Crudos Livianos Ene-Jun 2014	35
Figura 21: Costos Promedio para Crudos Medios Ene-Jun 2014	35
Figura 22: Costos Promedio para Crudos Medios Ene-Jun 2014	36
Figura 23: Comparación del Precio de Exportación Vs. Refinación Enero 2014 (USD por Barril)	37
Figura 24: Calidad de Exportaciones Colombianas	38
Figura 25: Diferenciales de Calidad Livianos vs. Pesados	39
Figura 26: Rutas Optimas de Evacuación	43
Figura 27: Derecho de Preferencia en Descargaderos	44
Figura 28: Derecho de Preferencia en Oleoductos	45
Figura 29: Comparación Precio Liquidación Ecopetrol Vs. Valor de Mercado Enx – Sin Derecho de Preferencia	46
Figura 30: Comparación Precios – Diferentes Segmentos – Sin derecho de Preferencia	47
Figura 31: Comparación Precios por Campo – Sin Derecho de Preferencia	48
Figura 32: Comparación Precio Liquidación Ecopetrol Vs. Valor de Mercado Enx – Con Derecho de Preferencia	49

Figura 33: Comparación Precios por Campo – Con Derecho de Preferencia	50
Figura 34: Ventajas del Contrato de Mandato	57
Figura 35: Mapa de Riesgos Contrato de Mandato	57
Figura 36: Cronograma de Reportes - Operadores	62
Figura 37: Tiempos de Liquidación y Pago – Contrato de Compra Venta Ecopetrol	62
Figura 38: Derechos Económicos ANH	64
Figura 39: Caracterización Derechos Económicos ANH	65
Figura 40: Liquidación Derechos Económicos ANH – Factor X	66
Figura 41: Liquidación Derechos Económicos ANH – Factor X	66
Figura 42: Liquidación Derechos Económicos ANH – Precios Altos	67
Figura 43: Esquemas de Exploración y Producción de Hidrocarburos	72
Figura 44: Porcentaje de Regalías de Nigeria	84
Figura 45: Porcentaje de Regalías de Argelia	86
Figura 46: Resumen Benchmarking Esquemas de Regalías	88
Figura 47: Alternativas de Recaudo y Comercialización	90
Figura 48: Opción de Comercialización Directa	92
Figura 49: Niveles de Competencias en las Operaciones de Trading	93
Figura 50: Modernización de Procesos y Sistemas de Información	94
Figura 51: Empresas E&P con Comercialización Internacional Propia	99
Figura 52: Empresas de Trading en Colombia	100
Figura 53: Potenciales Efectos de un Proceso de Monetización	103
Figura 54: Potenciales Efectos de un Proceso de Monetización	104
Figura 55: Comparación de Esquemas de Formula de Precios	107
Figura 56: Caracterización de Empresas Entrevistadas	110
Figura 57: Matriz de Priorización de Alternativas	112
Figura 58: Resumen del escenario de Comercialización ANH vs. un Tercero	114
Figura 59: Resultado Comparación de Alternativa Ecopetrol vs. Tercero	116
Figura 60: Resultado Comparación de Alternativa Ecopetrol vs. Tercero – 100% Exportación	117
Figura 61: Resumen Liquidaciones Primer Semestre 2014	118
Figura 62: Resultado Comparación de Alternativa Ecopetrol vs. Tercero – Promedio Semestral	119
Figura 63: Resultado Comparación de Alternativa Ecopetrol vs. Tercero – Crudos Pesados Llanos	120
Figura 64: Análisis de los Precios Unitarios de Diluyente ECP vs. Tercero	121
Figura 65: Análisis de los Precios Unitarios de Diluyente ECP vs. Tercero	122
Figura 66: Estimación de Costos Adicionales	123
Figura 67: Tiempos de Venta y Liquidación del Crudo Regalías	124

Figura 68: Volúmenes operados por Compañía por Región Geográfica	125
Figura 69: Resumen de Supuestos - Escenario de Monetización	126
Figura 70: Resultados Escenario de Monetización Vs. Ecopetrol	127
Figura 71: Resumen de principales riesgos	128
Figura 72: Resumen de Economías incrementales	130
Figura 73: Mapa Estratégico	132
Figura 74: Aspectos Críticos del Sondeo de Mercado	133
Figura 75: Cronograma de Corto Plazo	135

1 Glosario

- **ANH:** Agencia Nacional de Hidrocarburos
- **API:** La gravedad API, o grados API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo. Índices superiores a 10 implican que son más livianos que el agua y, por lo tanto, flotarían en ésta.
- **APMC:** Alberta Petroleum Marketing Commission
- **Bls:** Barriles
- **Bpd:** Barriles por día
- **Brent:** Tipo de petróleo que se extrae principalmente del Mar del Norte. Marca la referencia en los mercados europeos.
- **DIAN:** Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales.
- **ECP:** Ecopetrol SA
- **EUA:** Estados Unidos de América
- **E&P:** Exploración y producción
- **FOB: Free on Board.** Entrega en Puerto. Se refiere a un incoterm, o cláusula de comercio internacional, que se utiliza para operaciones de compraventa en que el transporte de la mercancía se realiza por barco (mar o vías de navegación interior).
- **HC:** Hidrocarburo
- **HSE:** Salud, Seguridad y Medio Ambiente
- **Kbd:** Miles de Barriles Día
- **Kbls:** Miles de Barriles
- **MMbls:** Millones de Barriles
- **MMUSD:** Millones de Dólares
- **MME:** Ministerio de Minas y Energía
- **NOC:** Compañía de petróleo estatal (National Oil Company)
- **RCE (Póliza):** Póliza de responsabilidad civil extracontractual
- **RVP:** Presión de Vapor Reid.
- **S:** Azufre

- **TBP:** Curva de destilación (True Boiling Point Curve)
- **US\$/B:** Dólares por barril.
- **USGC:** Costa del Golfo de los Estados Unidos
- **VMM:** Valle Medio del Magdalena
- **VSM:** Valle Superior del Magdalena
- **WCS:** Mezcla de los bitúmenes de Alberta conocida como el Western Canadian Select
- **WTI:** West Texas Intermediate.

2 Introducción

El presente documento resume los resultados de la Fase 1 del Estudio de Alternativas para la Comercialización del Petróleo de Regalías de la Nación. Durante esta Fase se realizó un diagnóstico de la situación actual del esquema de recaudo y comercialización tomando como base el contrato de Compra Venta vigente con Ecopetrol y el análisis de las mejores prácticas de la industria. Así mismo, se estudiaron diferentes alternativas para la comercialización de regalías con el fin presentar a la ANH una estrategia de selección e implementación del esquema de comercialización que permita obtener mayores beneficios a la nación.

Para el diagnóstico del esquema de comercialización actual se realizaron las siguientes actividades:

- Análisis del marco regulatorio y de las obligaciones de la ANH
- Revisión de la evolución de los acuerdos y contratos con Ecopetrol para la comercialización de Regalías
- Revisión de estudios previos realizados por la ANH
- Reuniones de trabajo con representantes de la ANH y Ecopetrol para identificar las áreas de mejora del Contrato actual

Adicionalmente, para el Diagnóstico se realizó una revisión detallada de los términos comerciales y las fórmulas de valoración del crudo de Refinación y Exportación, se identificaron y analizaron los principales factores de ajuste y se compararon con las prácticas comerciales de la industria identificadas en el benchmarking.

Paralelamente, para el análisis de la logística y los precios de liquidación, se consolidó un Modelo que estima el precio justo de mercado¹ por campo. Este modelo se utilizó para comparar una muestra representativa de las liquidaciones de regalías del primer semestre del 2014 reportadas por Ecopetrol e identificar las principales diferencias.

Una vez terminado el diagnóstico se analizaron las alternativas posibles para la comercialización de regalías. Se caracterizaron las ventajas y desventajas de cada opción, los beneficios económicos y la viabilidad en el corto y largo plazo. Se identificaron además criterios de priorización y selección, los cuales fundamentaron el diseño de la estrategia propuesta que tiene como fin la implementación de un esquema de comercialización viable y beneficioso para la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Finalmente, en la Fase 1 se llevaron a cabo las actividades de pre-mercadeo con posibles comercializadores de crudo con presencia en Colombia y se recogieron aspectos claves expresados por las empresas para ser tenidos en cuenta al momento de estructurar un concurso de licitación.

Los resultados y conclusiones de los análisis y actividades realizadas se describen en cada uno de los capítulos del presente documento.

¹ Basado en el Modelo de Enex

Nota Aclaratoria

Este informe fue encargado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) a Arthur D. Little, Inc. como parte de los entregables del contrato de consultoría No. 138 de 2014 celebrado entre las partes. Los análisis y conclusiones aquí presentados son el resultado del mejor juicio profesional de Arthur D. Little con base en la información y opiniones proporcionadas por la ANH y otras partes consultadas.

El uso de este informe por la ANH o terceros para cualquier propósito no los absuelve de su responsabilidad en hacer las diligencias debidas para verificar los contenidos, datos y análisis presentados en el informe.

El uso de este informe o la dependencia en el mismo para tomar decisiones por parte de la ANH o terceros, será bajo la entera responsabilidad de la ANH. Arthur D. Little no asume ninguna responsabilidad por los perjuicios o daños económicos o de cualquier otra naturaleza que puedan derivarse de las decisiones que pueda tomar o no tomar la ANH en relación a los temas abordados en este informe, ni por los daños o perjuicios que dichas decisiones puedan causar a la nación o a terceras partes.

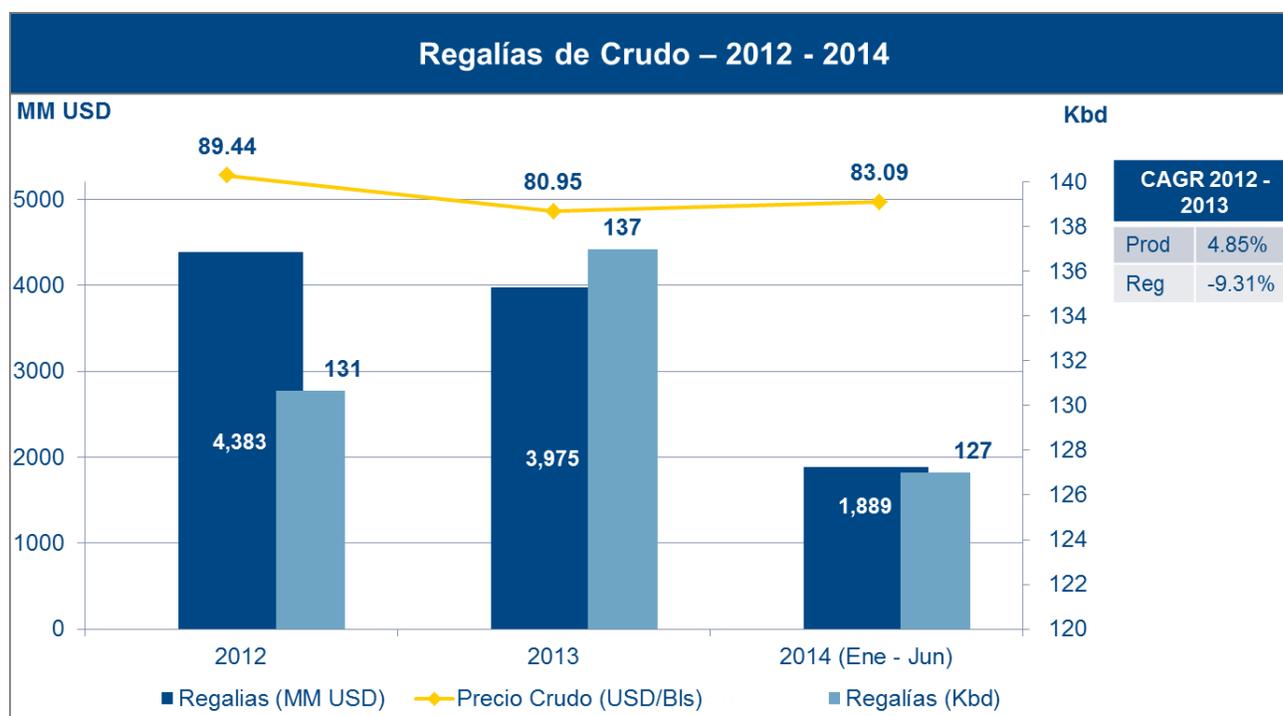
3 Diagnóstico del Esquema de Comercialización de Regalías

3.1 Antecedentes

La mayoría de los volúmenes de regalías en Colombia provienen de contratos de Asociación² firmados con Ecopetrol (previo a la creación de la ANH) y contratos de Exploración y Producción u otros vigentes suscritos por la ANH. En los últimos dos años el total del monto de regalías comercializadas estuvo cerca a los 4,000 MM USD anuales. En términos de volumen, el crudo de regalías aumentó de 131 en el 2012 a 137 Kbd en 2013, no obstante, en el primer semestre del 2014 cayó a 127 Kbd. Los Departamentos del Meta y Casanare fueron los principales aportantes de regalías durante el primer semestre del 2014 con 64 y 23 Kbd respectivamente.

Como se observa en la siguiente figura, a pesar que entre el 2012 y 2013 el crudo de regalías se incrementó en 4.5% anual, el valor de las mismas en dólares americanos disminuyó en 9.31% debido a la caída del precio por barril (de 89.44 USD/bl a 80.95).

Figura 1: Regalías de Crudo 2012-2014

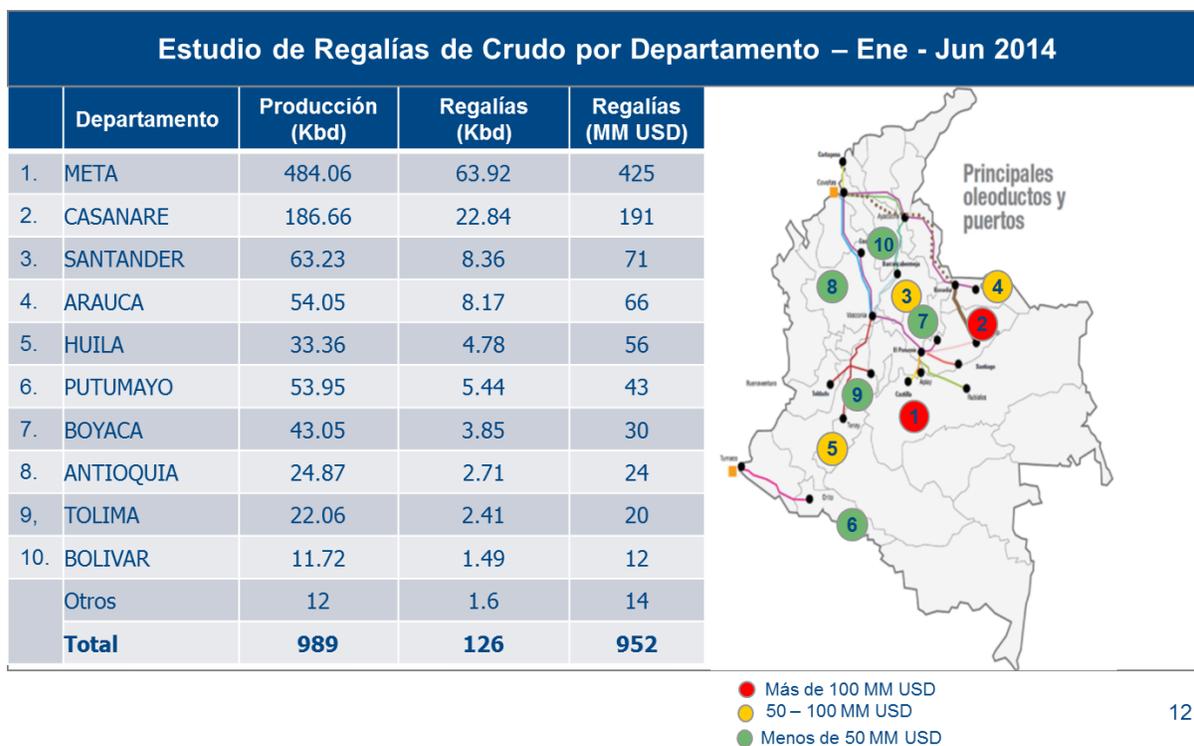


CAGR: Compound Annual Growth Rate: Tasa de interes anual compuesta

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Análisis Arthur D. Little

² Además de los contratos de Asociación Ecopetrol suscribió otras modalidades de contratos previo a la creación de la ANH

Figura 2: Aporte de Regalías por Departamento

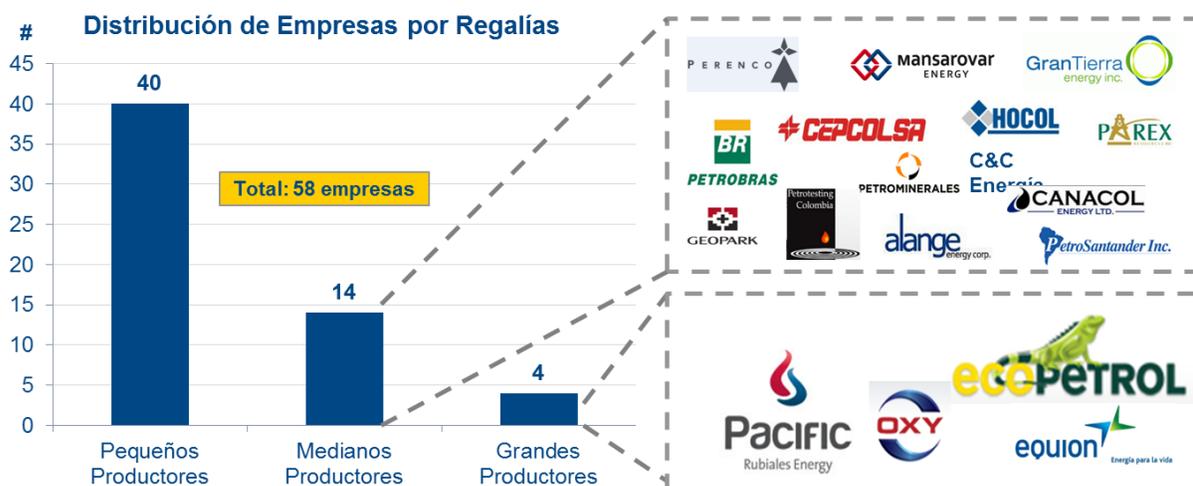


12

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Análisis Arthur D. Little

Durante el primer trimestre del 2014, las compañías productoras que más aportaron crudo por concepto de regalías en el país fueron Ecopetrol, Pacific Rubiales, Occidental Colombia y Equion Energía. Este grupo de empresas aportó mensualmente cerca del 75% del volumen total nacional; lo que en términos monetarios significó más de 10 MM USD mensuales. Como se observa en la siguiente figura, aparte de las grandes productoras, 14 empresas aportaron regalías entre 1.7 y 10 MM USD mensuales y cerca de las 40 restantes aportaron algo menos de 1.7 MM USD por mes.

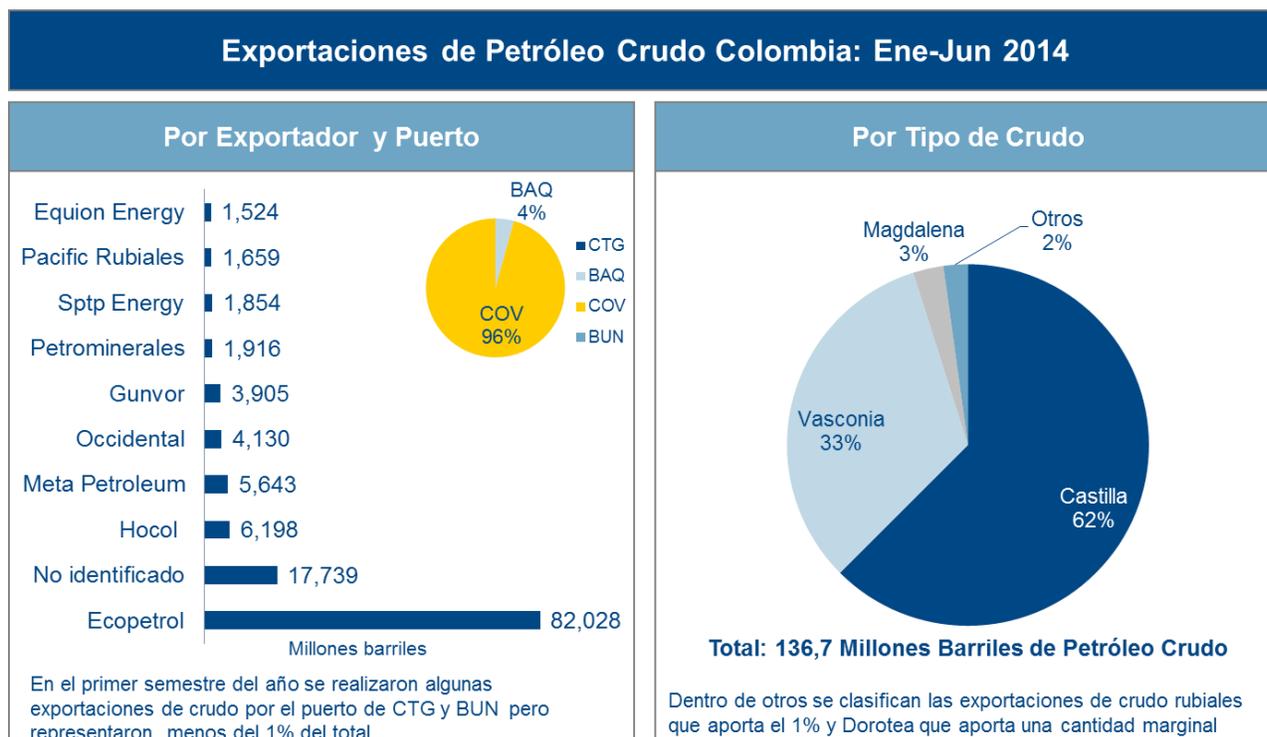
Figura 3: Distribución de empresas por regalías



Fuente: Análisis Arthur D. Little

En el primer semestre del 2014, los principales exportadores de crudo Colombiano fueron Ecopetrol, Pacific Rubiales, Hocol, Occidental, Gunvor y Petrominerales, entre otros. Como se observa en la siguiente gráfica, la mayoría de las exportaciones fueron de crudo pesado dado que el 60% fueron Mezcla Castilla y el 30% mezcla Vasconia. Cerca del 96% de las exportaciones se hacen desde el Puerto de Coveñas en el Atlántico colombiano.

Figura 4: Exportaciones de crudo en Colombia



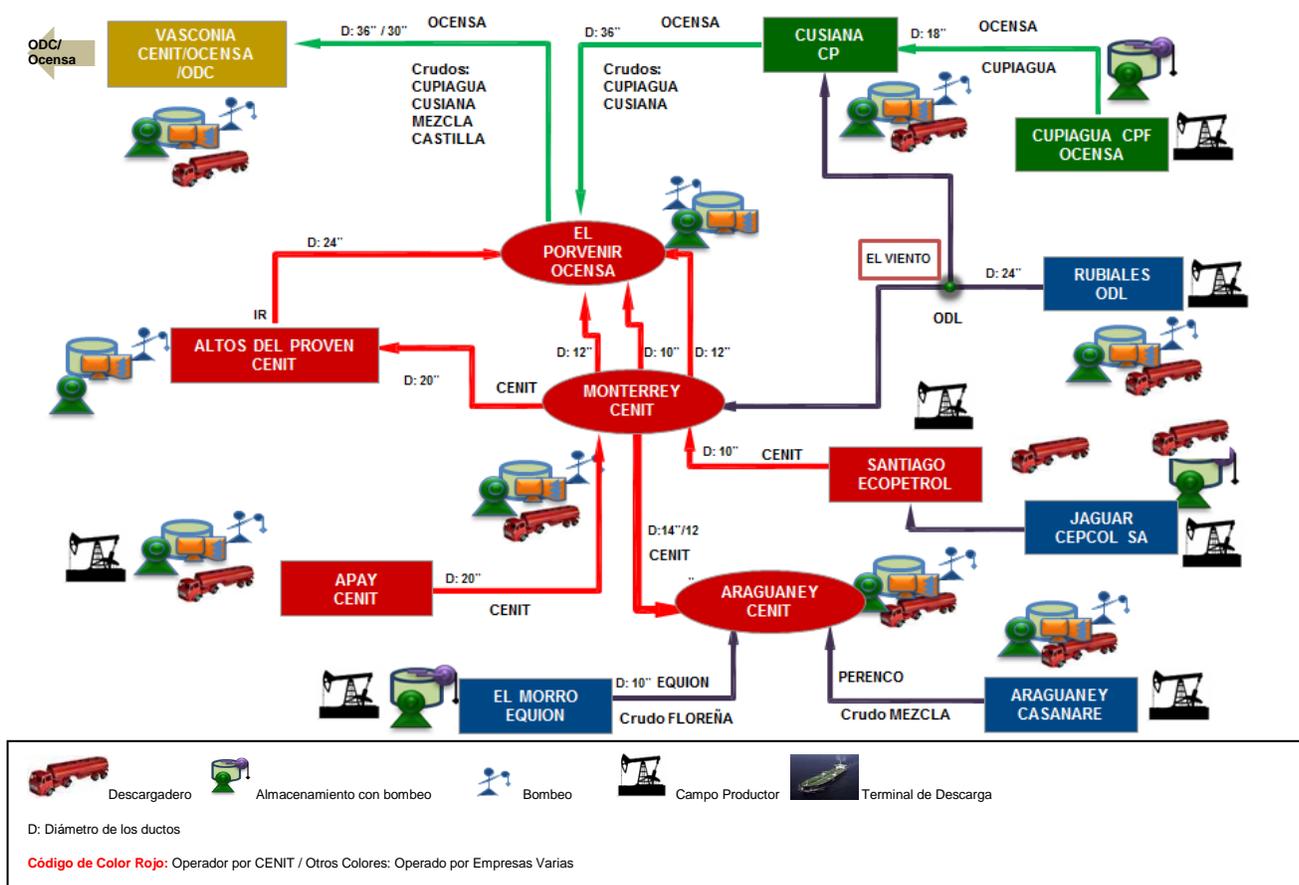
CTG: Cartagena, BAQ: Barranquilla, COV: Coveñas, BUN: Buenaventura

Fuente: NAVES, ENEX

Infraestructura de Transporte y Exportación

A continuación se presenta un esquema de la infraestructura nacional para el transporte de hidrocarburos por regiones geográficas:

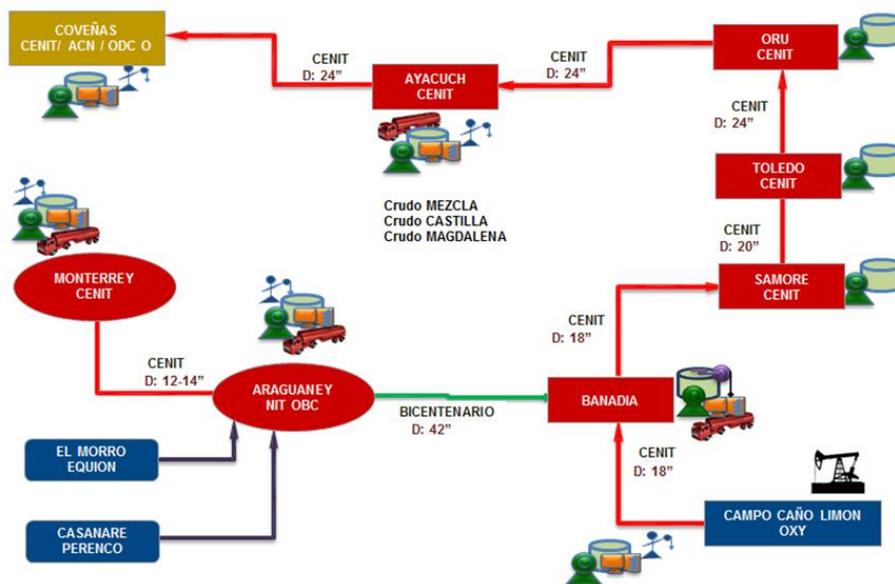
Figura 5: Infraestructura de los Llanos Orientales



Fuente: Cenit, Enx

Como se observa en la figura anterior, la infraestructura de los Llanos esta principalmente controlada por OCENSA y Cenit. El principal centro recolector de crudo es Monterrey donde llega la producción de los campos Rubiales, Quifa y otros de crudo pesado. En la estación de entrada al oleoducto se realizan actividades de dilución para facilitar el transporte del crudo hacia Vasconía y luego hacia Coveñas.

Figura 6: Infraestructura del Casanare

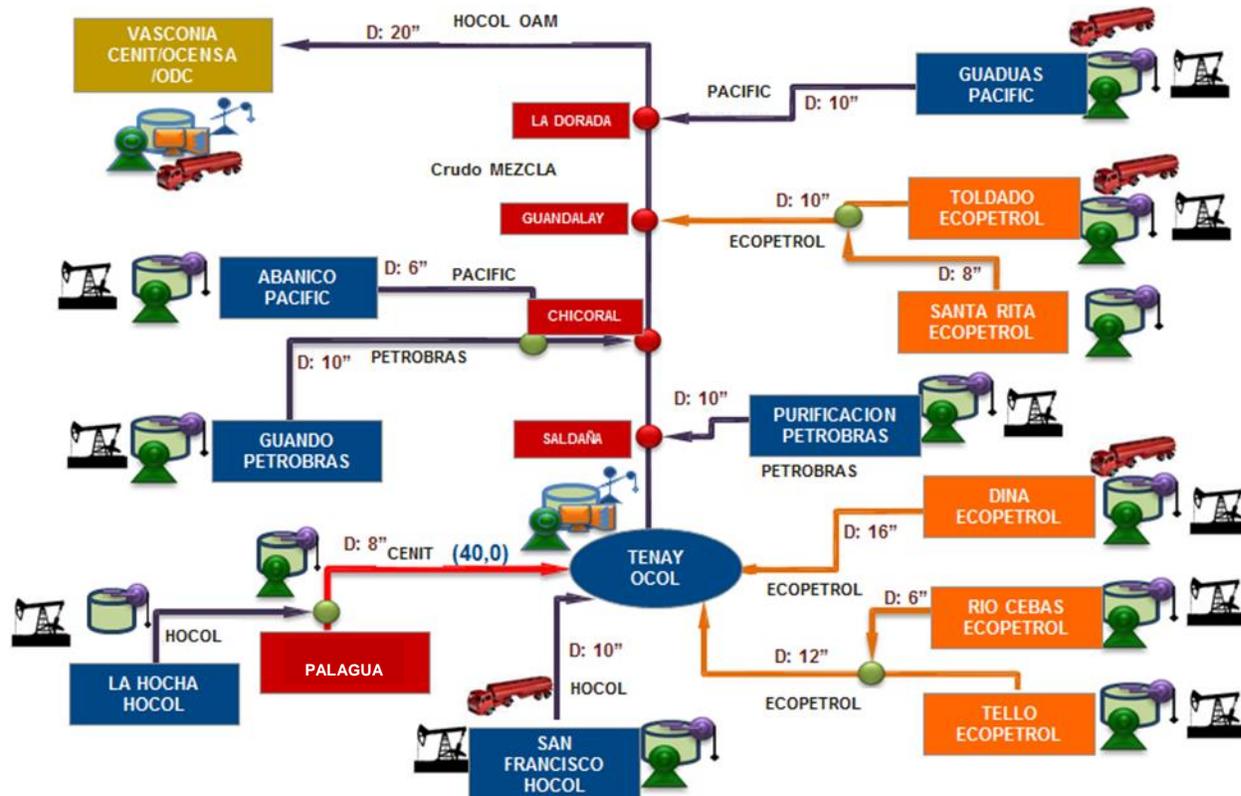


Descargadero	Almacenamiento con bombeo	Bombeo	Campo Productor	Terminal de Descarga
D: Diámetro de los ductos				
Código de Color Rojo: Operador por CENIT / Otros Colores: Operado por Empresas Varias				

Fuente: Cenit, Enx

Los crudos del Casanare se evacuan principalmente a través del oleoducto Caño Limón – Coveñas que es operado por Cenit. A través de este ducto también se conectan los crudos que son transportados por el nuevo oleoducto Bicentenario que conecta la Estación de Araguaney con Banadia.

Figura 7: Infraestructura del Valle del Magdalena

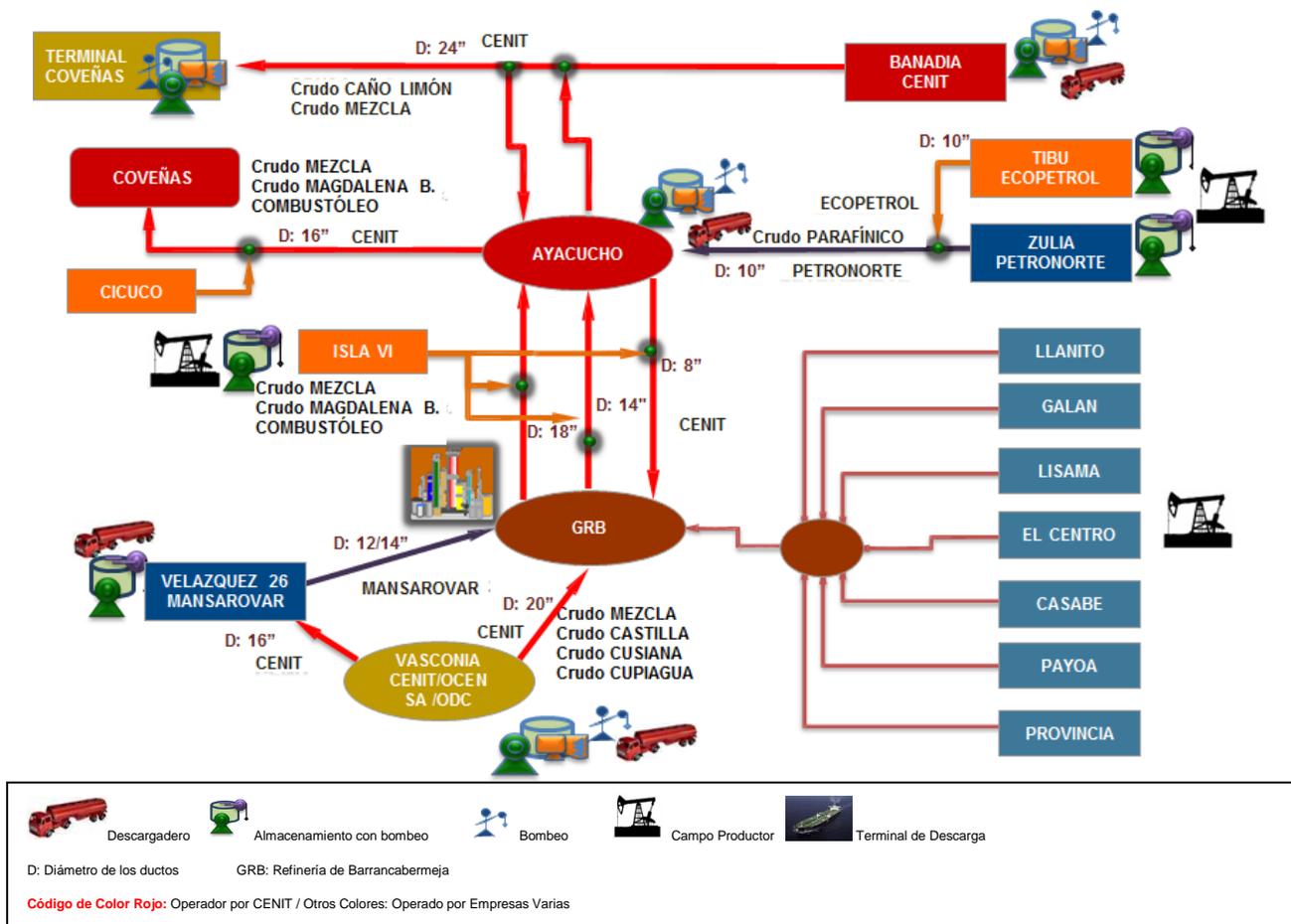


Descargadero	Almacenamiento con bombeo	Bomo	Campo Productor	Terminal de Descarga
D: Diámetro de los ductos				
Código de Color Rojo: Operador por CENIT / Otros Colores: Operado por Empresas Varias				

Fuente: Cenit, Enx

Los crudos del Alto Magdalena se transportan principalmente por el oleoducto OAM (Oleoducto del Alto Magdalena) que pertenece a Hocol. A este oleoducto se conectan diversos campos con líneas aferentes que pertenecen a los operadores de la zona como Ecopetrol, Petrobras, y Pacific, según se observa en la figura anterior. El OAM se conecta a su vez con la estación de Vasconia y a partir de allí con Ocensa y ODC para llegar a Coveñas.

Figura 8: Infraestructura del Valle del Magdalena Medio

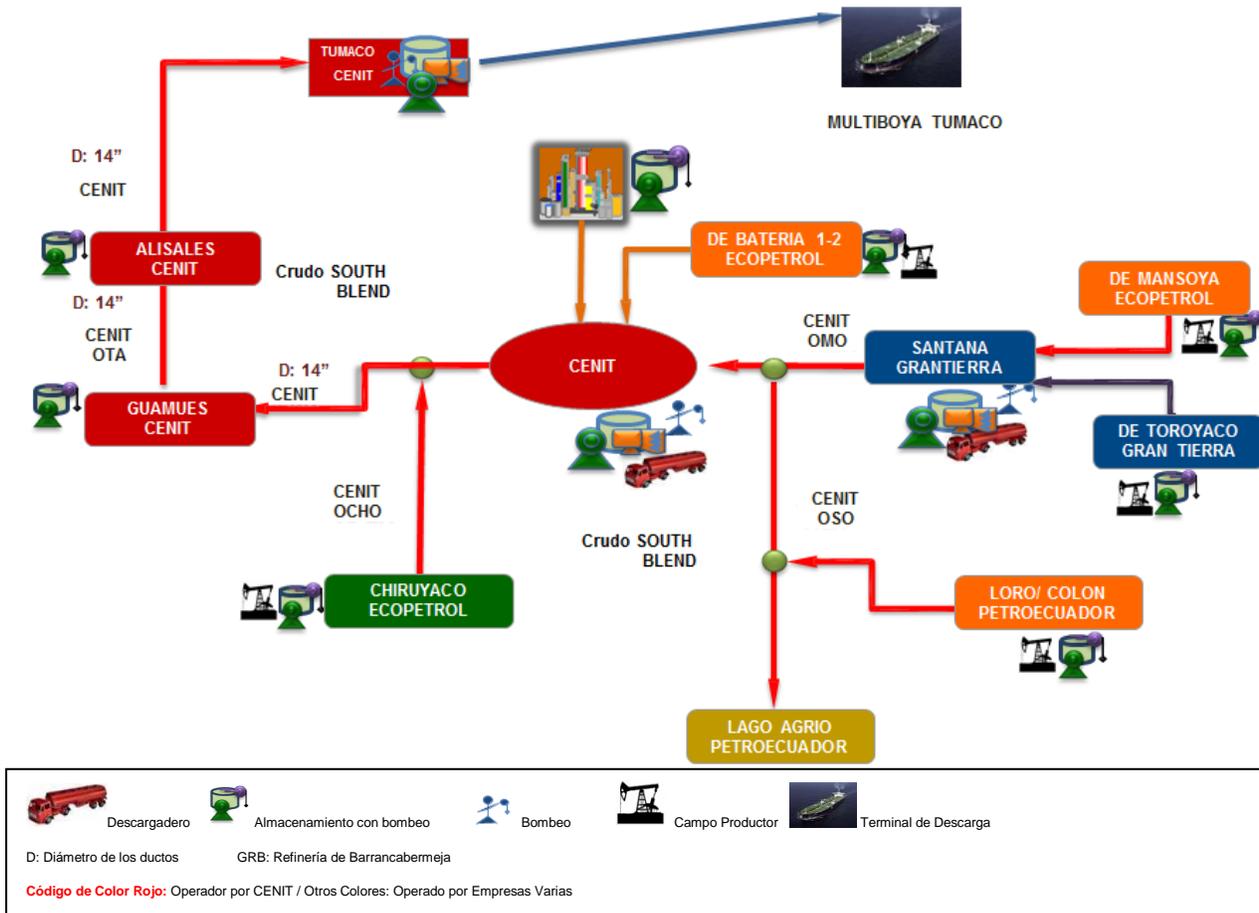


Fuente: Cenit, Enx

En el valle medio del Magdalena se encuentra ubicada la refinería de Barrancabermeja por lo tanto la mayoría de la infraestructura de transporte está diseñada para conectar los campos productores de crudo a la refinería. Algunos de los principales campos productores como Casabe, Galán, y Llanito cuentan con líneas aferentes conectadas directamente a la Refinería de Barrancabermeja.

Los crudos que no se destinan a refinación se transportan a Coveñas a través del ducto GRB – Ayacucho – Coveñas. La infraestructura de la región del Magdalena Medio es controlada principalmente por Cenit

Figura 10: Infraestructura de Exportación Tumaco



Fuente: Cenit, Enx

3.1.1 ***Evolución de los Esquemas de Comercialización***

3.1.1.1 ***Marco Legal***

A. Constitución Política

El Artículo 360 de la Constitución Política (modificado luego por el artículo 1 del Acto Legislativo 5 de 2011) establece que la explotación de un recurso natural no renovable causa, a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía. En consonancia con esta disposición, este mismo artículo prevé que, mediante leyes, se deben determinar las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables.

Considerando lo anterior, la Constitución Política incorpora en el ordenamiento jurídico que mediante leyes y por iniciativa del Gobierno, se puede establecer la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, uso eficiente y la destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, precisando las condiciones de participación de sus beneficiarios. Este conjunto de ingresos, asignaciones, órganos, procedimientos y regulaciones constituye el Sistema General de Regalías.

B. Decreto 4137 de 2011

Con la expedición del Decreto 4137 del 3 de noviembre de 2011, la ANH dejó de ser una Unidad Administrativa Especial, para ser una “*Agencia Estatal del sector descentralizado de la Rama Ejecutiva del Orden Nacional, con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa, técnica y financiera, adscrita al Ministerio de Minas y Energía*”, según lo menciona el artículo 1 de la norma mencionada.

El artículo 2 de este decreto modificó la naturaleza jurídica de la ANH y estableció en su artículo 3 que el objetivo de la ANH es, entre otros, “*administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación*”.

La “administración integral” a que hace referencia el artículo 3 del Decreto 4137 de 2011 podría interpretarse como la posibilidad para comercializar las regalías y demás contraprestaciones de propiedad de la Nación. En este caso, la administración se debe entender en el contexto del ciclo de las regalías, en el cual el Estado no sólo recibe el pago en especie por la explotación de los hidrocarburos, sino que también debe hacer los giros que le corresponden por ley a las entidades territoriales y demás instituciones encargadas de los recursos de regalías.

Respecto de las funciones que le fueron asignadas por ley a la ANH, encontramos las siguientes (relacionadas con las facultades de administración de regalías y demás contraprestaciones económicas exclusivamente):

“ARTÍCULO 4. FUNCIONES GENERALES. Como consecuencia del cambio de naturaleza, son funciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, las siguientes:

(...)

10. **Administrar la participación del Estado**, en especie o en dinero, en los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los contratos y convenios de exploración y explotación, y demás contratos suscritos o suscriba (sic) la Agencia, **incluyendo las**

regalías, en desarrollo de lo cual podrá disponer de dicha participación mediante la celebración de contratos u operaciones de cualquier naturaleza.

(...)

22. Ejercer las demás actividades relacionadas con la administración de los recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación. (Subrayas y negrillas fuera del texto)

C. Ley 1530 de 2012

La entrada en vigencia de la Ley 1530 de 2012 estableció un nuevo esquema bajo el cual se determinan las regalías que percibe el Estado por la explotación de recursos naturales no renovables. Este esquema se encuentra en el Capítulo III de la mencionada Ley y se denomina ciclo de las regalías.

Este ciclo de las regalías prevé como funciones del Estado, la fiscalización, liquidación, determinación de los precios base de liquidación de regalías y compensaciones, recaudo, transferencia, giro y distribución de los recursos. (Ver Figura 11).

Figura 11: Ciclo de Regalías



Fuente: Prieto & Carrizosa

En adición a lo anterior, esta ley establece que, en Colombia, el ciclo de Regalías de Crudo está a cargo de la ANH (desde la fiscalización hasta la transferencia de los recursos comercializados). Según esta ley, las funciones de la ANH en el Sistema General de Regalías son las siguientes:

- Determinar y ejecutar, junto con la Agencia Nacional de Minería y el Ministerio de Minas y Energía, los procedimientos y plazos de liquidación según el recurso natural no renovable de que se trate (Art. 14)³

- Establecer junto con la Agencia Nacional de Minería las condiciones para la determinación de los precios base de liquidación de las regalías y compensaciones producto de la explotación de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de lo pactado en los contratos vigentes a la fecha de promulgación de la presente ley (Art. 15).
- Recaudar y transferir las regalías y compensaciones liquidadas y pagadas en dinero o en especie por quien explote los recursos naturales no renovables (Art. 16 y 17).

Particularmente frente al recaudo, el artículo 16 de la Ley 1530 de 2012 establece lo siguiente:

“ARTÍCULO 16. RECAUDO. Se entiende por recaudo la recepción de las regalías y compensaciones liquidadas y pagadas en dinero o en especie por quien explote los recursos naturales no renovables, por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería establecerán mediante acto motivado de carácter general, el pago en dinero o en especie de las regalías.

Cuando las regalías se paguen en especie, el Gobierno Nacional reglamentará la metodología, condiciones y términos que garanticen el adecuado flujo de recursos al Sistema General de Regalías, de manera que los recursos que se generen entre la determinación de los precios base de liquidación y la comercialización de las regalías se distribuyan en un 50% destinado a la bolsa única del Sistema General de Regalías y el 50% restante a favor del Gobierno Nacional.

PARÁGRAFO. Se entiende como pago de regalías en especie, la entrega material de una cantidad de producto bruto explotado”.

De acuerdo con la disposición transcrita, la ANH será la entidad que, en representación del Estado, reciba las regalías que serán pagadas por la explotación de hidrocarburos en el territorio nacional.

D. Decreto 714 de 2012

Con la entrada en vigencia del Decreto 714 de abril del 2012 se estableció la estructura de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y se determinaron, entre otras, las siguientes funciones a cargo de la Agencia:

“ARTÍCULO 3. FUNCIONES GENERALES: Son funciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, las siguientes:

- Fijar los precios de los hidrocarburos para efectos de la liquidación de regalías (numeral 9)
- Recaudar, liquidar y transferir las regalías y compensaciones monetarias a favor de la Nación por la explotación de hidrocarburos (numeral 11)
- Efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino a los Fondos previstos en la Constitución Política y la ley, y hacer los giros y reintegros en los términos establecidos en ellas (numeral 12)

Adicionalmente, el Artículo 17 de este Decreto establece las funciones de la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones, entre las que se encuentran las siguientes:

- Diseñar los procesos de control de operaciones, regalías y participaciones.
- Diseñar e implementar la reglamentación y manejo de la información de reservas de hidrocarburos.
- Realizar el recaudo, liquidación y transferencia de las regalías y compensaciones monetarias a favor de la Nación por la explotación de hidrocarburos.
- Realizar las actividades necesarias para la comercialización de los volúmenes de producción de hidrocarburos que correspondan al Estado, dentro de todas las modalidades de contrato.
- 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
- Proponer al Presidente las bases para el cálculo del precio de los hidrocarburos para efectos de liquidación de regalías, de derechos económicos y de participaciones en la producción.
- Proponer a la Presidencia el precio al cual se debe vender el petróleo crudo de concesión destinado a la refinación interna y del gas natural que se utilice efectivamente como materia prima en procesos industriales petroquímicos, cuando sea del caso.

E. Resolución 180877 de 2012

El Ministerio de Minas y energía mediante la Resolución 180877 de 2012 (modificada por la Resolución 91601 de 2012) delegó, entre otras funciones, en la Agencia Nacional de Hidrocarburos lo siguiente:

- Fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, en los términos señalados en la Ley 1530 de 2012.
- Funciones de determinación y ejecución de los procedimientos y plazos para la liquidación de las regalías y compensaciones generadas por la producción de hidrocarburos, en los términos señalados en la Ley 1530 de 2012.

De acuerdo con lo anterior, quedaron en cabeza de esta Agencia las funciones de fiscalización y las de determinación y ejecución de los procedimientos y plazos para la liquidación de las regalías y compensaciones generadas por la producción de hidrocarburos.

3.1.1.2 Evolución de los Esquemas de Comerciales

Desde el año 2007, la ANH ha venido adoptando diferentes esquemas de comercialización de regalías a través de distintos contratos y/o convenios con Ecopetrol. Desde enero de 2007 la ANH suscribió un Convenio Administrativo de Colaboración para el Recaudo de Hidrocarburos de Regalías con Ecopetrol y mediante ofertas mercantiles se definieron las condiciones económicas para la comercialización del crudo recaudado. Como se observa en la siguiente figura, la primera oferta mercantil se firmó en Enero del 2007 y este esquema se mantuvo vigente hasta Diciembre del 2012. En los últimos dos años (2013 y 2014) la ANH cambió el esquema de comercialización y suscribió un contrato de Compra-Venta el cual expira en diciembre de 2014.

Figura 12: Resumen Contratos y Convenios de Comercialización con Ecopetrol

Oferta Mercantil de Venta de HC			Contrato Compra-Venta				
	Modificación a la Oferta	Cambio Cláusula Precio	Otrosí		Modificación al Contrato	Cambio Cláusula Precio	Otrosí
Evolución Oferta Mercantil	Enero 2007	✓					
	Mayo 2007-Junio 2007			Otrosí 1	Compra-Venta 2013	✓	
	Junio 2007	✓			Compra-Venta 2014	✓	Otrosí
	Octubre 2007			Otrosí 1			
	Junio 2008	✓					
	Junio 2009	✓					
	Junio 2009- Julio 2009						
	Julio 2009- Junio 2010						
	Junio 2010- Sept 2010			Otrosí 1			
	Julio 2010			Otrosí 2			
	Jul 2009 - Ago 2010	✓					
	Sep 2010- Marzo 2011						
	Abril 2011						
	Mayo 2011						
	Mayo 2011- Julio 2011						
	Agosto 2011- Julio 2012						
	Julio 2012			Otrosí 1			
	Sept 2010- Marzo 2011						
	Octubre 2012			Otrosí 2			
	Noviembre 2012			Otrosí 3			
Sep 2010 - Dic 2012	✓						

Fuente: ANH, Análisis Arthur D. Little

Ofertas Mercantiles

La primera oferta mercantil suscrita en el año 2007 establecía que el precio de liquidación del crudo sería el determinado por el Ministerio de Minas en boca de pozo por campo conforme a la metodología establecida en la Resolución 181709 del MME. Esta primera redacción de la cláusula de precios estuvo vigente hasta Junio del 2007 fecha en la que se adicionó al texto original que los hidrocarburos serían destinados a refinación para el abastecimiento interno.

Para la valoración del crudo, en las ofertas mercantiles posteriores se mantiene la metodología prevista por la Resolución 181709 del 2003 y se incluyen además algunas precisiones para evitar que el precio de la venta del crudo de regalías reportado por Ecopetrol fuera menor al liquidado por el Ministerio de Minas y Energía como se observa en la Figura 13.

Figura 13: Resumen Cláusula de Precios Oferta Mercantil Enero 2007 – Julio 2009

	Convenio y Oferta Mercantil	Clausula de Precio
Enero 2007- Mayo 2007	<p>Convenio Interadministrativo de Colaboración para Recaudo de Hidrocarburos de Regalía</p> <p>(sin contraprestación para Ecopetrol)</p> <p>+</p> <p>Oferta Mercantil de Venta de Hidrocarburos de Regalía</p> <p>Vigencia Típica: 3 meses</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Precio MME para liquidación de regalías en boca de pozo según legislación vigente (Resolución 18-1709 del MME)
Junio 2007- Mayo 2008		<ul style="list-style-type: none"> ■ Se adiciona el texto: “Los hidrocarburos serán destinados a refinación para abastecimiento interno” ■ Precio según resolución 18-1709 del MME”
Junio 2008- Mayo 2009		<ul style="list-style-type: none"> ■ Precio según resolución 18-1709 del MME ■ Se adiciona el texto: Los crudos serán incluidos en la canasta general de ECP para determinar su calidad ■ Precio Neto no podrá ser < precio de liquidación MME ■ Precio para el Gas Natural: Precio liquidación MME
Junio 2009- Julio 2009		<ul style="list-style-type: none"> ■ Precio según resolución 18-1709 del MME ■ Los criterios que (según resolución) deben acordarse entre las partes, serán los utilizados por MME, para la liquidación de regalías ■ Se elimina cláusula para Gas Natural

Fuente: ANH, Análisis Arthur D. Little

La Resolución 18-1709 del 2003 adoptada por Ministerio de Minas para la liquidación de regalías se basó en una metodología net back para el crudo colombiano a partir del marcador WTI (o Fuel Oil para crudos pesados) en la Costa del Golfo de los Estados Unidos. La resolución estableció además los siguientes lineamientos⁴:

- “El crudo para refinación toma como base el precio internacional de exportación de crudos FOB, puerto colombiano, con aplicación del Precio Internacional de referencia.... Para cada crudo en particular, su precio solo variará dependiendo de la calidad medida en su ASSAY (grados API y porcentaje de azufre %S) y de los contenidos en porcentaje (%) de agua, sedimentos y sal” (Art. 1)
- La fórmula de liquidación para el crudo con API mayor a 19 grados es:

$$\begin{array}{c}
 \text{Precio Crudo} \quad \text{Tarifa transporte entre USGC} \quad \text{Ajuste de} \quad \text{Tarifa} \\
 \quad \quad \quad \text{y Puerto Colombiano} \quad \text{Calidad} \quad \text{comercialización} \\
 \downarrow \quad \quad \quad \downarrow \quad \quad \quad \downarrow \quad \quad \quad \downarrow \\
 \text{PX} = \text{PWTID} - \text{FL} \pm \text{AC} \pm \text{TST} - \text{TC} \\
 \uparrow \quad \quad \quad \uparrow \quad \quad \quad \uparrow \\
 \text{Prom. diario de} \quad \text{Tarifa transporte al sitio de} \\
 \text{crudo WTI} \quad \quad \text{entrega, respecto a puerto} \\
 \quad \quad \quad \quad \quad \quad \quad \quad \text{colombiano}
 \end{array}$$

⁴ La resolución 18-1709 del 2003 dicta las disposiciones en materia de precios del petróleo crudo destinado a la refinación para el abastecimiento interno.

“El precio Internacional Referencia [...] corresponderá al promedio aritmético de cotización diaria crudo WTI en dólares de los Estados Unidos de América, “prompt month” del valor “Nymex Settlement” para el mes que se produzcan las entregas, entendiéndose que las entregas son continuas”.

- Para crudos con °API<19, la formula será en Dólares por barril de la siguiente forma:

$$\begin{array}{c}
 \text{Precio Crudo} \quad \text{Tarifa transporte entre USGC y Puerto Colombiano} \quad \text{▲ Prom SWTI y Scanasta definida entre partes} \quad \text{Tarifa comercialización} \\
 \downarrow \quad \downarrow \quad \downarrow \quad \downarrow \\
 \text{PX(API<19)} = \text{PFOD} - \text{FL} \pm \text{AC} \pm \text{TST} - \text{TC} \\
 \uparrow \quad \uparrow \quad \uparrow \\
 \text{Prom. Fuel Oil (1\%S) Platts Oilgram} \quad \text{Tarifa transporte al sitio de entrega, respecto a puerto colombiano}
 \end{array}$$

Para ambas fórmulas:

Tarifa Transporte (FL) : Transporte entre Costa del Golfo de USA y puerto colombiano en US\$/B, siguiendo la fórmula: $FL = (Ws/b) \times (STR/100)$.

Ws: Flete de referencia Houston-Puerto colombiano por el Worldwide Tanker Nominal Freight Scale vigente en US\$/Tonm y b es el factor de conversión de toneladas métricas a barriles. STR es el promedio aritmético de cotizaciones diarias publicadas para flete de tanqueros de 70 mil Tonm para la ruta CARIB/USG de Platts

Punto de entrega: Acordado entre las partes, en donde se descuentan/suman tarifas de transporte (tarifas MME)

TC: Tarifa para remunerar costos del comercializador por exportación, acordada entre las partes

De no existir cotizaciones, se usarán las Formulas de Compensación usadas actualmente en sistemas transporte del país, precio mensual spot.

A partir de Julio del 2009, en las ofertas mercantiles suscritas con Ecopetrol se hace explícita la fórmula de precio del crudo y se fija la tarifa de comercialización en US\$ 1 por barril. La fórmula de precios siguió los lineamientos de la Resolución 18-1709 del 2003 en cuanto al uso de la metodología Net Back desde la Costa del Golfo de los Estados Unidos pero adicionalmente incluyó a partir de septiembre del 2010, los descuentos por costos de dilución para los campos de mayor producción de crudo pesado del país (ver figura 14).

Figura 14: Resumen Cláusula de Precios Oferta Mercantil Julio 2009 – Diciembre 2012

	Convenio y Oferta	Fórmula de Precio
<p>Julio 2009- Agosto 2010</p>	<p>Convenio Interadministrativo de Colaboración para Recaudo de Hidrocarburos de Regalía</p> <p>+</p> <p>Oferta Mercantil de Venta de Hidrocarburos de Regalía</p> <p>Vigencia: 3 meses</p>	<p>Px: Precio crudo x en USD FL=Costo transporte marítimo</p> <p>WTI: West Texas Intermediate TST: Costo transporte terrestre</p> <p>FC= Ajuste calidad TC: Costo comercialización</p>
<p>Sept 2010- Dic 2012</p>		<ul style="list-style-type: none"> ■ Net back WTI USGC ■ $Px = WTI \times FC - FL - TST - TC$ ■ TC= \$1 usd/bbl ■ Sin costo por Nafta
		<ul style="list-style-type: none"> ■ Net back WTI USGC ■ $Px = WTI \times FC - FL - TST - TC$ ■ TC= \$1 usd/bbl ■ Se reconoce el costo y transporte de Nafta para: <ul style="list-style-type: none"> - Castilla, Chichimene, Quifa, Rubiales

Fuente: ANH, Análisis Arthur D. Little

Contrato de Compra Venta de Hidrocarburos

A partir de Enero del 2013 la ANH adoptó un nuevo esquema contractual para la comercialización del crudo de regalías el cual consistió en la suscripción de un Contrato de Compra Venta de Crudo en boca de pozo. En los Contratos de Compra- Venta establecidos con Ecopetrol se introdujeron dos fórmulas para la valoración del crudo dependiendo el destino del mismo: Crudo para Exportación o Crudo para Refinación.

La fórmula de precios para el crudo de exportación mantuvo la metodología Net back para la determinación del precio en Boca de Pozo. El precio de referencia dejó de estar referenciado al WTI y se referenció al promedio de la canasta de los crudos exportados por Ecopetrol (Precio FOB Coveñas) en el mes liquidado.

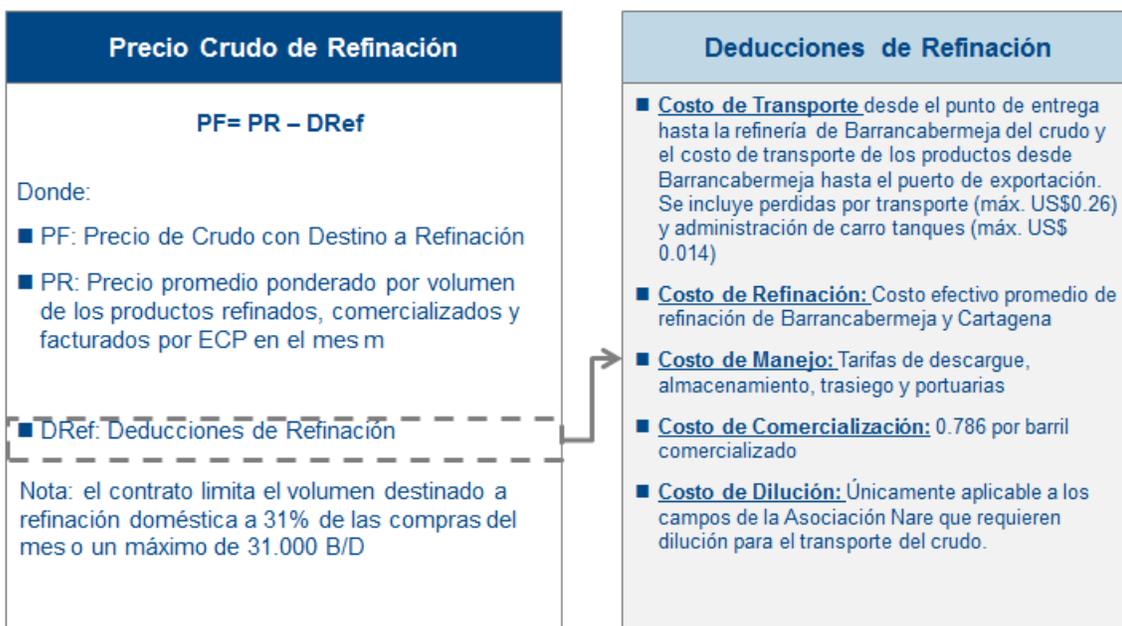
Figura 15: Fórmula de Precio Crudo de Exportación – Contrato de Compra Venta 2012



Fuente: ANH, Análisis Arthur D. Little

La fórmula de precios para el crudo de refinación acordada en el contrato se basa en el precio de la canasta de productos refinados producidos por la Refinería de Barrancabermeja, deduciendo el costo de refinación y los demás costos de logística como se observa en la siguiente figura.

Figura 16: Fórmula de Precio Crudo de Refinación – Contrato de Compra Venta 2012



Fuente: ANH, Análisis Arthur D. Little

El contrato estableció que en cualquier caso el precio del crudo, bien sea para exportación o refinación no podría ser menor al precio base de liquidación establecido por la Autoridad Competente.

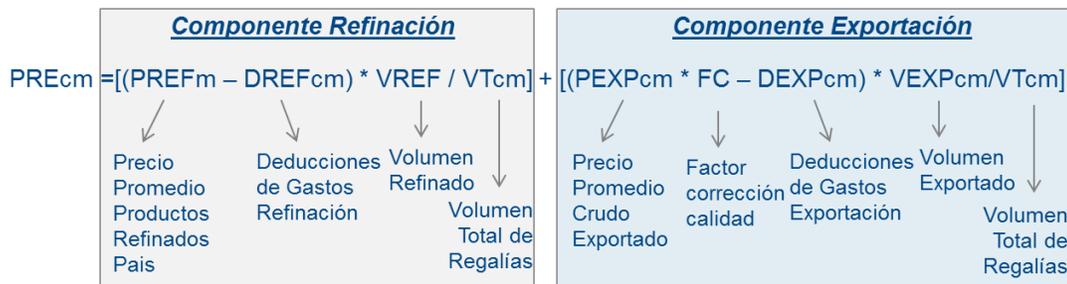
Otrosí al Contrato de Compra Venta (Diciembre 2013)

En diciembre del 2013 se firmó el Otrosí No. 1 al contrato de compra-venta firmado con Ecopetrol el cual en términos generales mantuvo el mismo esquema de cálculo de precios con algunas modificaciones entre las que se encuentran:

- Se extendió el plazo contractual en un año (hasta el 31 de diciembre de 2014)
- Se reemplazó la expresión “Crudo de Difícil Recaudo” por la expresión “Crudo No Recaudable”
- Se incrementó la tarifa de comercialización de Ecopetrol de \$0.786 por Barril a \$1.109 por Barril
- En la fórmula de precios, se reemplazó el Precio de venta FOB Promedio Ponderado de los Crudos de Referencia ECP por el Precio de Venta FOB Promedio de todos los crudos destinados a la exportación en el país
- Se separó el costo de dilución del costo del manejo de crudos. En el otrosí se hizo explícita la metodología para el cálculo del Costo de Dilución estableciendo que dicho costo sería el precio real de compra de diluyente de Ecopetrol incluyendo flete internacional y costos de logística. No obstante, cuando el diluyente fuera producido por Ecopetrol el precio máximo sería el precio Platt’s para la Nafta USGC menos los costos de transporte hasta el puerto de exportación colombiano
- Se extendió de 8 días a 15 días el plazo para que la ANH elaborara la cuenta de cobro del período facturado.

La fórmula acordada en el otrosí fue adoptada en la resolución 350 del 2014 donde se establece que el Comercializador del crudo de regalías debe pagar como mínimo el precio calculado conforme a la metodología ilustrada en la figura 17.

Figura 17: Metodología para la Estimación de Precios de Regalías Resolución 350 del 2014



Fuente: Resolución 350 del 2014 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos

Crudos No Recaudables

La Resolución 350 del 2014 definió una fórmula de liquidación de regalías en dinero empleada para los crudos no recaudables. Esta fórmula usa el precio real de venta del crudo y se le descuentan

los costos asociados con la logística. Así, el precio de liquidación de los crudos recaudados en dinero es igual al precio de venta promedio del petróleo crudo del campo, ponderado por el volumen, menos los costos de logística que apliquen como se establece la siguiente fórmula:

$$PRD_{cm} = PD_{cm} - D_{cm}$$

Precio unitario promedio de venta de crudo, ponderado por volumen
 Precio Base Liquidación (en dinero) Σ valores operativos deducibles¹
 c: Campo productor
 m: Mes calendario para el que se calcula el precio
¹ Transporte, manejo, trasiego, comercialización por barril, en mes m y campo c
 *Precios en US\$/B

En donde Dcm es:

$$D_{cm} = CT_{cm} + CM_{cm} + CTS_{cm} + CCOM_{cm}$$

Costo transporte crudo, desde campo c hasta punto entrega al Comprador
 Costo unitario de trasiego del crudo de regalía pagada especie del campo c
 Costo unitario de manejo crudo por campo c
 Costo unitario de Comercialización

Cuando los productores no presentan oportunamente la información de venta de crudo, la ANH liquida el valor de las regalías con base en el precio promedio de los volúmenes reportados para todos los pagos en dinero utilizando la siguiente fórmula:

$$PRD_{cm} = PRDN_{cm}$$

Precio Base Liquidación (en dinero)
 Prom. de Precios Base de Liquidación obtenido de los N campos productores que pagan regalías en dinero
 c: Campo productor
 m: Mes calendario para el que se calcula el precio
 M: Número de campos
 *Precios en US\$/B

En donde:

$$PRDN_m = \frac{\sum_{c=1}^N (PRD_{cm} \times V_{cm})}{\sum_{i=1}^N V_{cm}}$$

Precio Base Liquidación (en dinero) en mes m, y campo c
 Volumen vendido de petróleo crudo en campo c y mes m
 Prom. de Precios Base de Liquidación obtenido de los N campos productores que pagan regalías en dinero

3.1.1.3 Responsabilidades Contractuales

El contrato de Compra Venta vigente con Ecopetrol establece las responsabilidades en temas operacionales, administrativos y de riesgo del comprador. A continuación se enumeran las más relevantes:

- Obligaciones Operativas de Ecopetrol:
 - Se obliga a recibir, adquirir y pagar el crudo, en los términos del contrato. No podrá suspender voluntariamente la operación, excepto por causas de Fuerza Mayor
 - Acuerda con el operador de cada campo, el programa de retiro de crudo
 - Programa con los operadores de campos, el recibo de crudo de la ANH

- Puede destinar el crudo para exportación o refinación (máx. 31% para refinación o 37 Kbls)
- Tiene la obligación de pagar el crudo fiscalizado (a menos que se presenten diferencias entre el crudo fiscalizado y entregado que no sean imputables al desempeño del comprador)
- Riesgo:
 - Recibe el crudo a satisfacción en el punto de entrega y a partir de allí asume todos los riesgos y responsabilidades por el manejo del mismo. El comprador exonera a la ANH de responsabilidades por alteraciones de calidad o pérdidas de volumen
 - Asume todos los riesgos asociados con la ejecución del contrato
 - Indemniza, protege y defiende a funcionarios de ANH contra reclamos que surjan por la ejecución del contrato en relaciones comerciales y operativas
- Económicas o de Gestión;
 - Paga el precio del crudo recibido, según los términos establecidos en el contrato
 - Deduce costos por exportación, dilución, refinación, según formulas acordadas en el contrato
 - Paga la cuenta de cobro indicada por ANH en pesos o dólares, dentro de 3 días hábiles siguientes a la radicación cuenta, de lo contrario se hace responsable por una tasa por mora
 - Puede terminar contrato en caso de que los precios de liquidación sean mayores a los precios establecidos en las cláusulas 5.01 y 5.02 del contrato. Requiere comunicarlo con 60 días de anticipación

De la misma forma, el contrato de compra-venta establece las responsabilidades, obligaciones y atribuciones del Vendedor (ANH)

- Operativas
 - Administra la participación del Estado en especie o dinero, en los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan de contratos de E&P, incluyendo regalías
 - Vende y entrega la totalidad del crudo de la ANH al comprador (Ecopetrol)
 - Gestiona con operadores, la entrega de crudo al comprador, según lo acordado
 - Informa al comprador sobre nuevos campos productores según sean declarados
- Riesgos para la ANH:
 - No es responsable ni indemniza al comprador por fallas en la operación de campos productores
 - No garantiza cantidad ni calidad determinadas de crudo
 - No se hace responsable por ningún concepto frente a terceros
- Económicas o de Gestión
 - Elabora la cuenta de cobro mensual, a partir del recibo de información del comprador (15 días)
 - Puede realizar revisiones de liquidaciones durante los 2 años posteriores y solicitar la información pertinente al comprador
 - Puede terminar el contrato unilateralmente de forma anticipada por incumplimiento de las obligaciones del contrato o inicio del trámite de liquidación judicial, lo cual requerirá una comunicación expresa con 60 días de anticipación

3.2 3.2 Análisis de las Condiciones Comerciales

Como se expuso anteriormente, el contrato de Compra-Venta vigente define dos fórmulas para la valoración del crudo que dependen del destino del mismo. En este sentido, se ha planteado de forma general una metodología Net-Back para el crudo de exportación partiendo del precio promedio ponderado de las exportaciones FOB de los productores colombianos y una fórmula de Net Back partiendo de la canasta de productos refinados para el crudo de refinación.

Figura 18: Precio de crudo de refinación

Precio Crudo Refinación
<i>Pf = Productos refinados - deducciones</i>
Deducciones por costos de:
– Refinación
– Transporte
– Manejo
– Comercialización (\$1.109 USD/bbl)
– Dilución

La fórmula planteada para el crudo de refinación incluye la deducción del costo de la refinación para la estimación del valor del crudo en puerta de refinería (ver figura 18). Esta forma de estructuración de la fórmula implica que la ANH comparte el riesgo del margen de refinación con el comprador lo cual es una práctica inusual dentro de la industria para un productor que no cuenta con activos downstream. El riesgo de partir de un precio promedio de venta de los refinados en Colombia implica que la ANH puede ver afectado el precio del crudo de regalías por factores externos al comportamiento del mercado de crudo entre los que se encuentran:

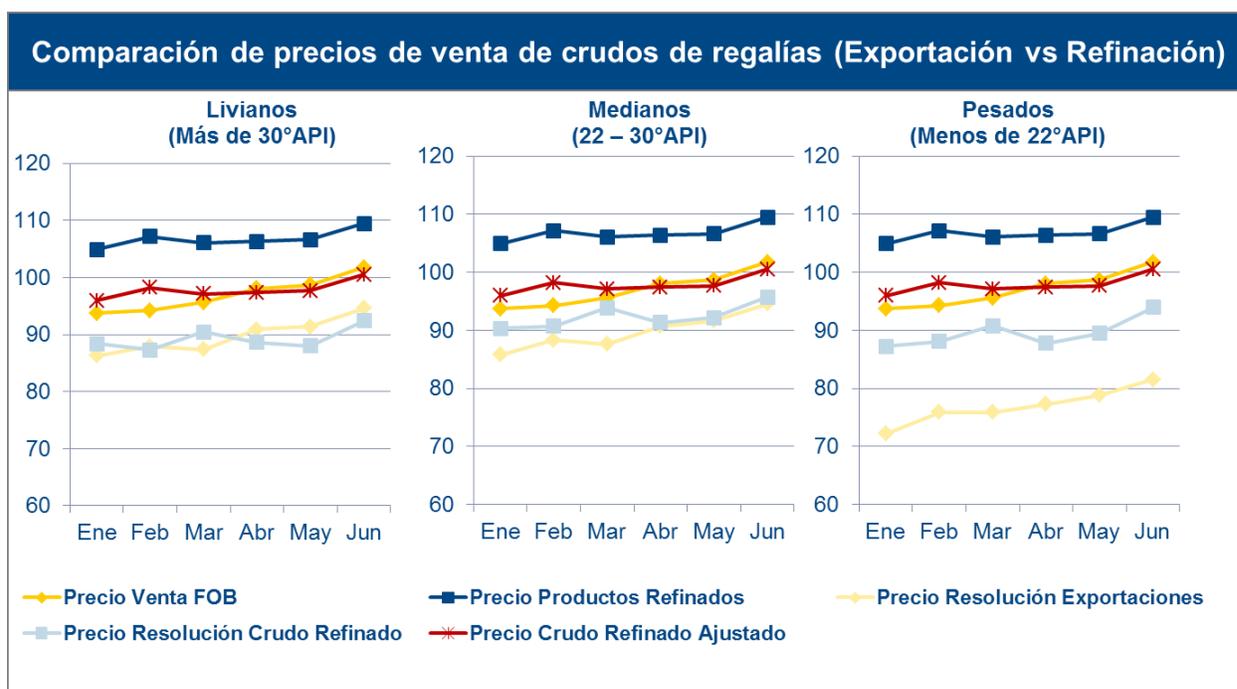
- La variación de los precios internacionales de los productos refinados. El precio interno de gasolina y diésel para el productor esta indexado al comportamiento de los mercados internacionales y por tanto las variaciones en la oferta-demanda internacional de productos afecta los precios nacionales
- Ecopetrol al tener el monopolio de la refinación en Colombia es el único productor de algunos productos especializados para el mercado nacional cuyos precios no necesariamente responden a variables de mercado sino al costo de oportunidad de Ecopetrol
- Variaciones en la eficiencia operativa de la refinería de Barrancabermeja. Cada mes Ecopetrol reporta su costo operativo real por barril el cual es afectado por mantenimientos, paradas preventivas o correctivas, etc. El costo de refinación es una variable que depende completamente del desempeño de Ecopetrol quien es la contraparte del contrato afectando el balance económico del mismo

- La fórmula del Otrosí establece que se descuentan los costos operativos realmente incurridos en la Refinería de Cartagena y Barrancabermeja, lo cual incrementa el riesgo de altos costos dados los proyectos de modernización y expansión ejecutados por Ecopetrol en estas refinerías.

El análisis de los precios liquidados del primer semestre del 2014 indica que los precios de venta de crudos destinados a refinación en general parten de un precio más alto (por ser canasta de refinados) pero una vez se deduce el costo de refinación, el precio se acerca al precio promedio de venta FOB. No obstante, también se observa que al no tener ajuste de calidad, se le asigna el mismo valor a todos los barriles (livianos, medios o pesados) independiente de las características de cada crudo (ver figura 19).

En el mercado internacional, cuando los refinadores hacen el análisis para la definición de su dieta de crudo estiman de forma diferenciada la canasta de productos asociada a cada calidad de crudo, en este sentido, un crudo de mayor API que produce más productos limpios obtiene un mayor valor que un crudo pesado de bajo API con una alta producción de pesados como Fuel Oil. En la fórmula de Net Back para refinación establecida en el Contrato de Compra Venta no se capturan estas diferencias en calidad y por lo tanto se castigan los crudos livianos.

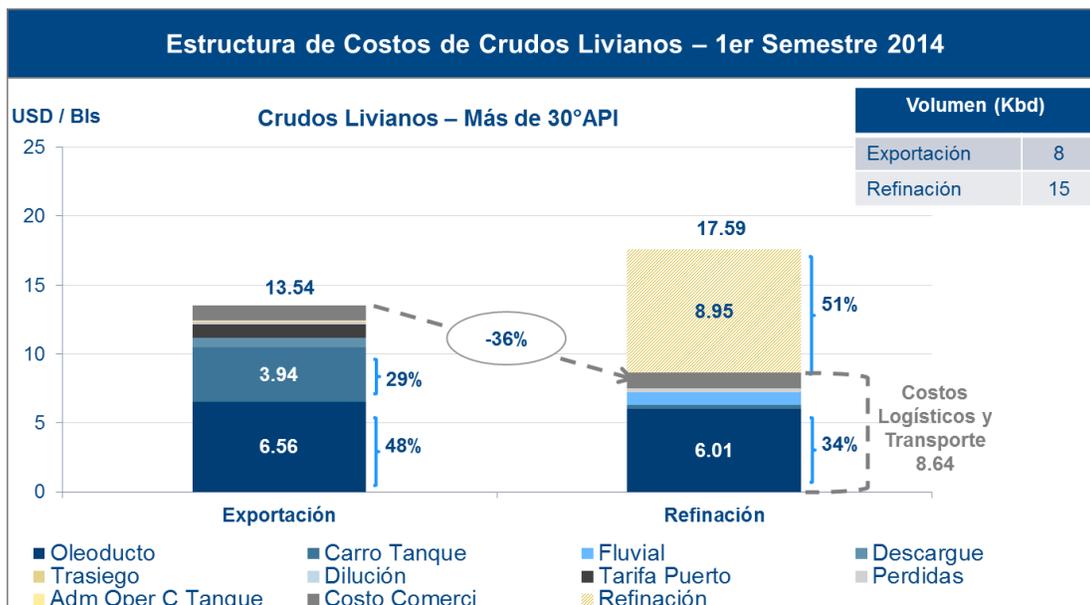
Figura 19: Análisis de Precios Enero – Junio 2014



Fuente: Análisis ADL. Se consideran 1) Crudos Livianos aquellos con graduación °API mayor a 30°API; 2) Crudos Medianos aquellos con graduación °API entre 22 y 30 °API; 3) Crudos Pesados aquellos con graduación °API menor a 22 °API

Al hacer el análisis de las deducciones o costos de logística por tipo de crudo se encuentra que en los crudos que se destinan a refinación tienen algunas ventajas logísticas debido al menor costo para llevar los barriles a la refinería. Como consecuencia, los costos de transporte y logística asociados a los crudos livianos para Refinación del primer semestre del 2014 fueron un 36% más bajos que los destinados a Exportación

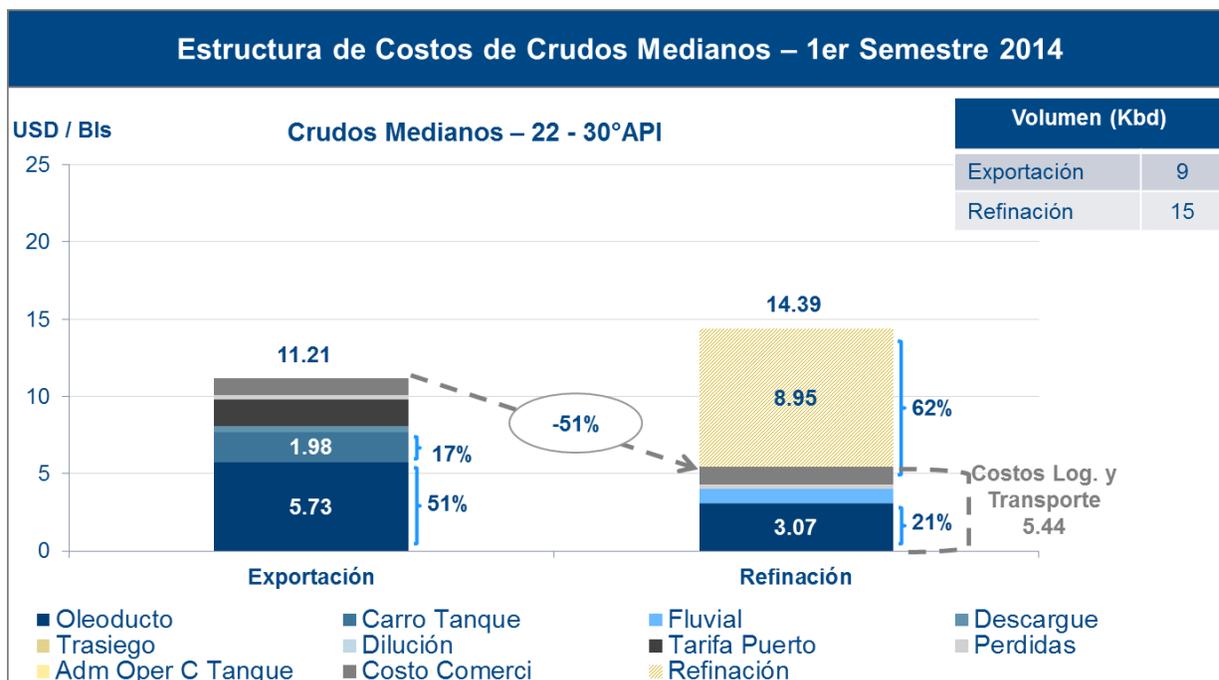
Figura 20: Costos Promedio para Crudos Livianos Ene-Jun 2014



Fuente: ANH. Análisis Arthur D. Little

Los crudos de calidad media, que en su mayoría se producen en el Valle Medio del Magdalena y que tienen como destino la refinería de Barrancabermeja tienen importantes ahorros en cuanto a la logística de transporte como se observa en la siguiente gráfica

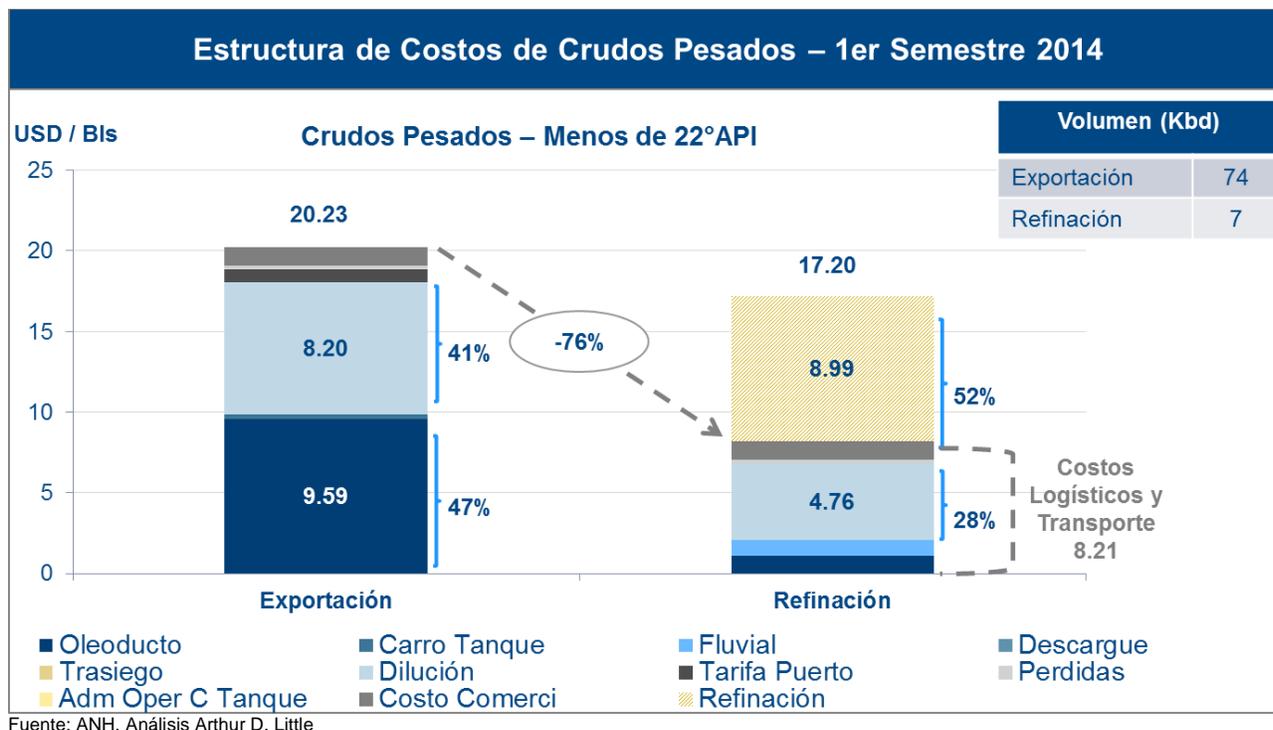
Figura 21: Costos Promedio para Crudos Medios Ene-Jun 2014



Fuente: ANH, Análisis Arthur D. Little

Los crudos pesados tienen un costo de transporte y logística significativamente mayor cuando son destinados a la exportación debido al costo sustancial de dilución que se requiere para poder moverlos a través de los oleoductos a Coveñas. La diferencia en costo observada es de más de 10 dólares por barril (ver figura 22). No obstante, se debe tener en cuenta que la refinería de Barrancabermeja no está configurada para procesar crudos de esta calidad y por lo tanto su demanda es bastante baja.

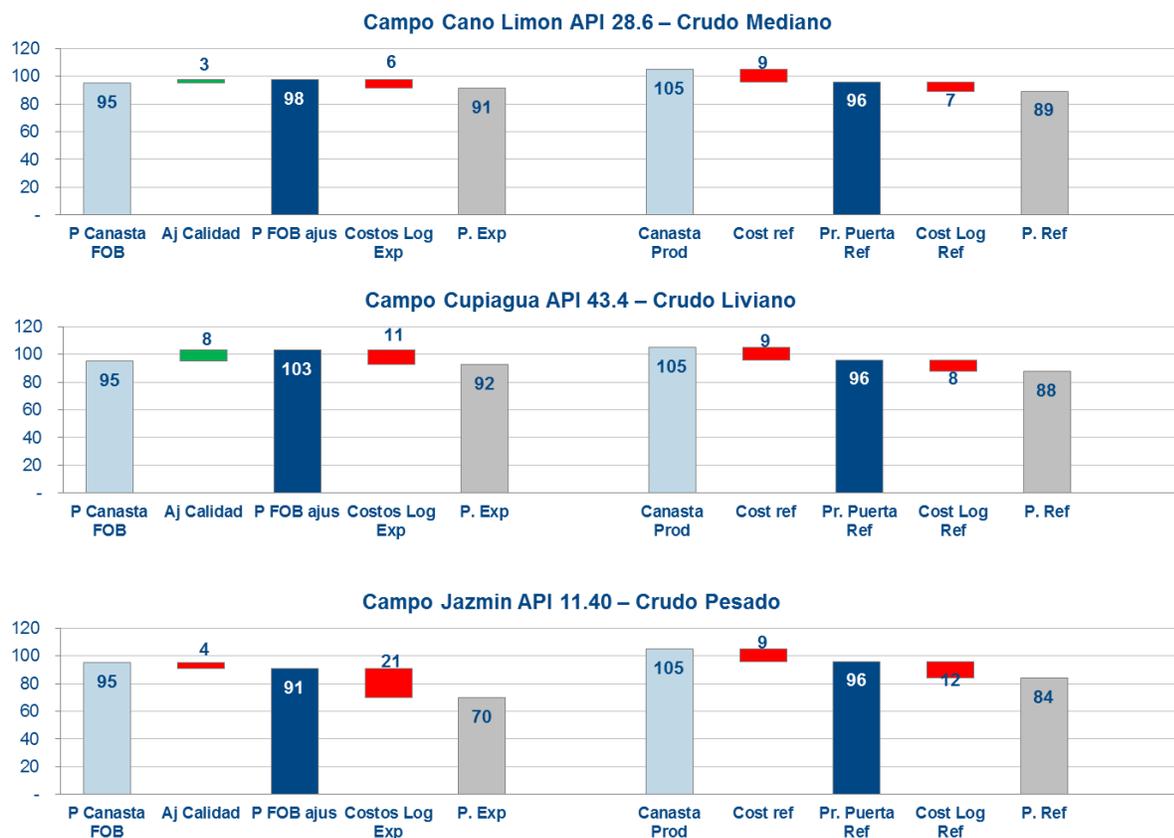
Figura 22: Costos Promedio para Crudos Medios Ene-Jun 2014



El análisis del efecto de la fórmula de exportación y refinación (Ver figura 23) para algunos crudos representativos por su volumen y calidad (con las formulas actuales del contrato) evidencia una pérdida de valor en los crudos livianos que se destinan a la refinería. Esta pérdida se debe a la falta de reconocimiento del Premium por calidad que el mercado internacional está dispuesto a pagar por dichos crudos.

A continuación se presenta el análisis del precio net back de un crudo liviano (Cupiagua), un crudo medio (Caño Limón), y un crudo pesado (Jazmín) detallando el precio equivalente FOB, el premium de calidad y los descuentos por logística para comparar el precio paridad exportación y el precio de refinación. Al comparar las barras de color azul oscuro, que representan el precio FOB ajustado por calidad, se observa que para los crudo Cupiagua y Caño Limón el precio FOB ajustado es mayor al recibido en la puerta de la refinería bajo la fórmula de precios actuales debido al ajuste por calidad. En el caso del crudo pesado el precio en puerta de refinería es mayor que el precio FOB debido a que no está castigado por la calidad.

Figura 23: Comparación del Precio de Exportación Vs. Refinación Enero 2014 (USD por Barril)



Fuente: ANH, Análisis Arthur D. Little

Así mismo, en la Figura 23 se observa al comparar las barras grises que los crudos livianos destinados a la refinería en enero del 2014 como Cupiagua y Caño Limón recibieron un precio menor en USD 2.00 por barril con respecto a su paridad de exportación. Esta diferencia se presentó principalmente por la omisión del ajuste de calidad que para Caño Limón se estima en USD 3 y para Cupiagua en USD 8 por barril. Aunque crudos como el de Cupiagua presentan algunos ahorros en logística cuando van a refinación (estimados en 3 USD/bl), estas ventajas no compensan el premium de calidad lo cual hace más atractiva la opción de exportación.

En el caso de crudos pesados como el del campo Jazmín el net back de refinación es mejor que el de exportación. El net back de refinación se beneficia de la penalización que recibiría en el precio FOB de exportación por calidad y mayores costos de dilución.

Ajuste de Calidad Canasta de Exportación

Colombia exporta principalmente dos mezclas de crudos: Mezcla Castilla y Mezcla Vasconia, estos tipos de crudo representan más del 90% de las exportaciones nacionales. El crudo Castilla es una mezcla de calidad pesada con un API promedio de 18.8 y azufre de 1.96%. Esta mezcla combina la mayoría del crudo proveniente de los campos Rubiales, Quifa y Castilla. El crudo Vasconia es una mezcla de calidad media de API 24.5 y 1.1% de azufre y agrupa crudos de diferentes cuencas que se concentran en la estación de Vasconia a la entrada de los oleoductos ODC y Ocesa.

Ocasionalmente, Colombia ha exportado las mezclas South Blend y Magdalena Blend. El crudo South Blend es una mezcla liviana de 29.8 API y 0.70 Azufre, estas exportaciones se hacen principalmente a través de Tumaco donde se transporta la producción del Sur Occidente colombiano. La mezcla Magdalena Blend es de calidad media 19.4 y azufre de 1.65% pero sus volúmenes son muy limitados.

Figura 24: Calidad de Exportaciones Colombianas

Crudo Marcador	API	S%	Principales Mercados	Puerto de Exportación	Volumen tranzado 2014 (Kbl/d)
Castilla	18.8	1.96	■ USGC, Asia, Europa	■ Coveñas	■ 468
Vasconia	24.5	1.1	■ USGC	■ Coveñas	■ 244
Magdalena Blend	19.4	1.65	■ USGC	■ Coveñas	■ 20
South Blend	29.8	0.70	■ Sur América / USWC	■ Buenaventura	■ N.A

Fuente: Análisis Arthur D. Little. (*) Los precios de Cusiana y Caño Limón no se publican en informativos internacionales desde 2009 y 2012 respectivamente

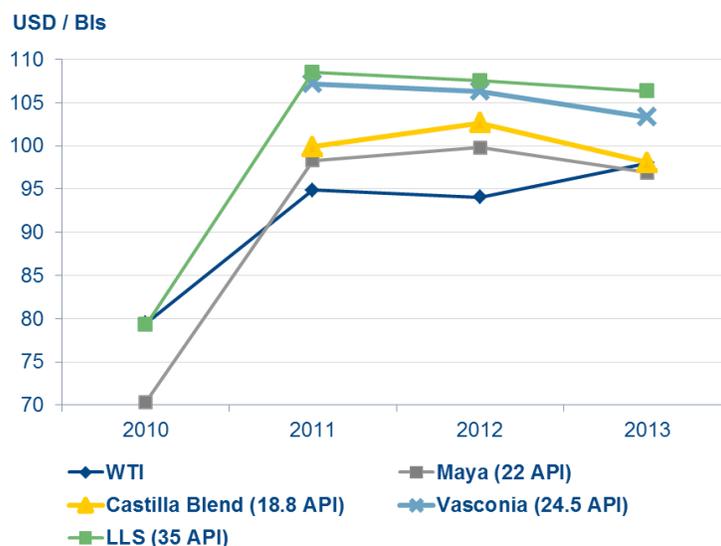
Como se observa en la tabla anterior, las exportaciones colombianas de crudo responden a calidades que van desde 18 hasta 29 grados API lo que puede generar distorsiones importantes cuando se hace un mismo ajuste por API y S% para todos los crudos con respecto a la canasta promedio país.

En el mercado internacional el precio de venta de los crudos pesados y livianos puede tener comportamientos sustancialmente diferentes que tratan de capturarse a través de fórmulas indexadas a crudos de calidades similares por las siguientes razones:

- El comportamiento de los precios de crudos pesados y livianos no siempre está directamente correlacionado dado a que estos dependen de la disponibilidad u oferta de los crudos y del parque refinador al cual se destinan en el momento de la venta
- En los últimos cuatro años el diferencial pesados vs. livianos (LLS – Maya)⁵ ha variado entre 7 y 10 USD/bl por diferencias en la oferta – demanda de cada tipo de crudo.
- En las mezclas exportadas Castilla y Vasconia presentaron diferenciales entre 4 y 7 dólares en el mismo periodo

⁵ LLS: Luisiana Light Sweet – Crudo liviano producido en la Costa del Golfo de los Estados Unidos, Maya: Crudo pesado producido y exportado por Mexico

Figura 25: Diferenciales de Calidad Livianos vs. Pesados



Fuente: EIA; Análisis Arthur D. Little

Para poder seguir ajustando la fórmula de precio al valor real del mercado, la ANH debe evaluar el uso de canastas de referencia diferenciadas para crudos pesados y livianos teniendo en cuenta las mezclas de exportación colombianas. Una vez segregadas las canastas se sugiere aplicar el ajuste de API y Azufre a cada uno de los crudos dependiendo de la canasta que más se acerque a la calidad del crudo a liquidar.

Otros puntos de atención

- La fórmula para el crudo de Refinación incluye la deducción de costo de comercialización, no obstante, al ser Ecopetrol el comprador del crudo de regalías y único refinador en el país, no está claro si se justifica la deducción del costo de comercialización del crudo que destina a sus propias refinerías.
- El contrato establece un ajuste de 0.30 USD por barril para cada grado o fracción de API y 1.70 USD para cada unidad o fracción porcentual de Contenido de Azufre. Estos ajustes de calidad del crudo responden a variables de mercado y por lo tanto se deben actualizar periódicamente para asegurar su alineación con los precios de la industria. Estos valores se acordaron desde el 2012, por lo tanto se hace necesario actualizarlos.
- Como parte del análisis, se revisó la Resolución 181709 del 2003 que establece el precio de compra de crudo a productores nacionales para refinación y se identificó que la fórmula está desactualizada y no responde a las condiciones del mercado actual; es necesario actualizarla.

3.3 Análisis Técnico- Económico

Para realizar el análisis técnico- económico del esquema de comercialización vigente estudiamos la alineación de la logística de comercialización reflejada en las liquidaciones de regalías con las prácticas de los operadores en Colombia teniendo en cuenta la distribución de los campos, el acceso a infraestructura de transporte y en general los costos de logística reportados en comparación a indicadores de mercado. El análisis cubrió el periodo de Enero a Junio del 2014. El análisis se fundamentó básicamente en tomar las rutas óptimas y disponibles de mercado frente a las reportadas por Ecopetrol en la planilla de la ANH.

Para la configuración del Modelo de comparación de costos se siguió la siguiente metodología:

- a) Muestreo de campos: se definió una muestra representativa de los campos para incluir en el análisis con base en el ranking de las liquidaciones en dólares de las regalías de Enero de 2014. La muestra seleccionada equivale al 80% del valor total de las regalías y 73 campos que aportan el 90% del volumen total. La misma muestra fue utilizada para el análisis de los datos de Enero a Junio del 2014.
- b) Sistemas de evacuación: Los volúmenes de regalías fueron divididos por cuencas y en las cuencas se organizaron los campos afines por departamento y/o municipio obteniendo la siguiente clasificación:
 - I. **Llanos:** (i) Rubiales+Quifa, (ii) Castilla+Chichemene+Akacias, (iii) Arauca, (iv) Casanare y (v) Otros Meta
 - II. **Valle Medio del Magdalena VMM y Valle Inferior del Magdalena VIM:** (i) Puerto Nare + Puerto Boyaca, (ii) Todos los demás
 - III. **Valle Superior del Magdalena VSM:** (i) Huila, (ii) Tolima
 - IV. **Putumayo y Catatumbo.**

Bajo la anterior clasificación se analizó el volumen de regalías y para para cada uno de los grupos se definieron las rutas de evacuación óptimas estableciendo un ranking de las opciones según el precio netback, para cada uno de los 73 campos de la muestra.

- c) Derecho de preferencia: para el análisis del derecho de preferencia se estimó el 20% de capacidad máxima que puede utilizar la ANH para el transporte de crudo de regalías en todos los nodos, oleoductos, descargaderos, líneas aferentes y líneas principales según la capacidad de transporte de la ruta.

Una vez estimada la capacidad de transporte con derecho de preferencia, para cada campo se identificó la ruta óptima (de menor costo para la ANH) y en los casos en que los volúmenes de regalías superaban la capacidad del derecho de preferencia se estimó la segunda ruta sub-óptima compuesta por varias alternativas de transporte de menor a mayor costo (“en escalera”).

Para la entrega en campos en que predomina acceso por líneas privadas aferentes, se incorpora el costo de transporte por carro tanque para un análisis conservador

d) Modelo ENEX.CO Netback Tool: El Modelo económico desarrollado por Pontevedra Energy Exchange S.A.S permite calcular los precios Netback de cada uno de los campos de Colombia y es una herramienta de amplio uso para evaluar diferentes estrategias en la comercialización de crudo. El modelo actualmente cuenta con un registro de más de 300 campos productores en Colombia y permite estimar los costos de comercialización y logística para todas las posibles opciones de venta, incluyendo costos de dilución y otros costos de mercado⁶.

Ilustración Modelo Enex

NETBACK ANALYSIS BY FIELD

User Variables
Oil Field Netback
Crude Oil Cost by Field
Diluent Cost by Field
Variable
Truckcost
Production & Distance

Department	Mesa	Production BY 1Q 2013	650
Municipality	San Juan	Production BY 1Q 2013	-
Quality	Heavy	Production BY 1Q 2013	-
Index Price	Crude Oil	Market Price FOB (net)	53.98
CRUDE API	13.8	DILUENT SOURCE	0.24
API (2)	1.22	DILUENT API	30.00

LOGISTICS AND COMMERCIAL COSTS

Delivery Point	Mode of Transport	Port	Main Transport Mode	API Requirement (ppm)	Truck Distance (km)	Netback (ppc/2000)	Estimated Total Cost (ppc/2000)	Diluent Cost (ppc/2000)	Truck Cost (ppc/2000)	Unloading & Storage (ppc/2000)	Pipeline (ppc/2000)	Export Fee (ppc/2000)	Export Dis. (ppc/2000)	Commercial Fee (ppc/2000)
Angarita	TRUCK + OBC + OCEC	Corrientes	OCEC	+ 24 NAPI	411	55.03	18.30	0.00	10.15	0.00	13.14	0.00	0.00	2.00
Montenegro	TRUCK + OBC + OCEC	Corrientes	OCEC	+ 24 NAPI	489	55.03	18.30	0.00	5.24	0.00	18.15	0.00	0.00	2.00
Benicé	TRUCK + OCEC	Corrientes	OCEC	+ 24 NAPI	892	55.03	18.30	0.00	22.49	0.00	1.89	0.00	0.00	2.00
Apachito	TRUCK + OCEC	Corrientes	OCEC	+ 24 NAPI	1047	55.03	18.30	0.00	24.09	0.00	0.71	0.00	0.00	2.00
San Fernando	TRUCK + OBC + OCEC	Corrientes	OCEC	+ 24 NAPI	1267	55.03	18.30	0.00	5.01	0.00	20.13	0.00	0.00	2.00
Indulante	TRUCK + OBC + OCEC	Corrientes	OCEC	+ 24 NAPI	65	55.03	18.30	0.00	0.50	0.00	20.19	0.00	0.00	2.00
San Fernando	TRUCK + OCECMA	Corrientes	OCECMA	+ 18 NAPI	245	65.03	12.25	4.20	12.78	0.00	10.51	0.00	0.00	4.00
Angarita	TRUCK + OCECMA	Corrientes	OCECMA	+ 18 NAPI	111	65.03	12.25	4.20	15.14	0.00	7.05	0.00	0.00	4.00
Centeno	TRUCK + OCECMA	Corrientes	OCECMA	+ 18 NAPI	542	65.03	12.25	4.20	14.31	0.00	2.48	0.00	0.00	4.00
Montenegro	TRUCK + OCECMA	Corrientes	OCECMA	+ 18 NAPI	488	65.03	12.25	4.20	16.00	0.00	6.81	0.00	0.00	4.00
Venecia	TRUCK + OCECMA	Corrientes	OCECMA	+ 18 NAPI	656	65.03	12.25	4.20	20.72	0.00	2.00	0.00	0.00	3.00
Indulante	TRUCK + OBC + OCECMA	Corrientes	OCECMA	+ 18 NAPI	60	65.03	12.25	4.20	14.00	0.00	10.19	0.00	0.00	2.00
Neiva	TRUCK + OBC + OCEC	Corrientes	OCEC	+ 21 NAPI	720	52.78	16.60	7.05	13.49	1.32	5.38	0.00	0.00	1.00
Indulante	TRUCK + OBC + OCEC	Corrientes	OCEC	+ 21 NAPI	100	52.78	16.60	7.05	8.09	0.00	7.20	0.00	0.00	1.00
Guabon	TRUCK + OBC + OBC + OCEC	Corrientes	OCEC	+ 21 NAPI	503	52.78	16.60	7.05	21.64	0.00	4.31	0.00	0.00	0.50
Venecia	TRUCK + OBC	Corrientes	OCEC	+ 18 NAPI	656	65.03	12.25	4.20	22.03	0.00	1.49	0.00	0.00	3.00
Venecia	TRUCK + OBC	Corrientes	OCEC	+ 18 NAPI	656	65.03	12.25	4.20	20.99	0.00	3.81	0.00	0.00	2.00
Orito	TRUCK + OBC / OBC / OCEC	Itaparra	OCEC	+ 18 NAPI	1100	65.03	12.25	4.20	22.21	0.00	3.88	0.00	0.00	1.00
Benicé	TRUCK + OBC	R/Quila	REVER	+ 18 NAPI	849	59.03	13.75	4.20	21.00	4.00	0.00	0.00	0.00	1.00
La Dorada	TRUCK + OBC	Mt Maria	REVER	+ 18 NAPI	414	59.03	13.75	4.20	21.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00
Reventon	TRUCK	R/Quila	REVER	+ 13 NAPI	1110	53.75	10.00	25.11	2.83	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00
R/ventura	TRUCK	R/ventura 4	TRUCK	+ 13 NAPI	805	53.83	10.00	0.00	25.79	1.00	0.00	0.00	0.00	1.00

Fuente: Enex

Basados en el modelo de Enex, se calculó el precio Net back para cada uno de los campos incluidos en la muestra de campos a analizar y se estableció el ranking del mejor opción de venta para cada uno de los campos. Es importante mencionar que para campo se evaluaron a 21 opciones de entrega correspondientes a 21 combinaciones de rutas de evacuación y venta. Finalmente se compararon todos los precio netbacks arrojados por el modelo con las liquidaciones reportadas por Ecopetrol.

La metodología Net back Tool de Enex.co consideró elementos clave en la comercialización de crudo tales como:

- Distancia: Se determina la distancia en Km, desde el campo hasta la estación descargue o punto de transferencia
- Costo de transporte por carro tanque: Se identifica la estación de descargue y se estima el costo de transporte en términos de USD/Km/Bbl desde boca de pozo.
- Costos de logística: Involucra los costos asociados a descargue, almacenamiento y costos de transporte por oleoducto hasta el punto de exportación

⁶ Para mayor información referirse a <http://enex.co/software-financial-models/>

- Costos de dilución: Dependiendo de la modalidad de transporte y el requerimiento de API mínimo en cada sistema, el modelo calcula el porcentaje de dilución requerido y el costo asociado
- Evaluación comercial de costos y ajustes de calidad: Los ajustes de calidad y su efecto en el precio de mercado son evaluados con respecto a la calidad API y azufre de cada crudo. Adicionalmente se incluyen los costos de comercialización.

Teniendo en cuenta la importancia actual que tiene el Derecho de Preferencia de acceso a la infraestructura en la industria petrolera colombiana, hemos realizado un ejercicio de estimación del valor del mismo. Para poder analizar el impacto en el netback para cada uno de los campos de la muestra, hemos complementado el análisis del Derecho de Preferencia estableciendo dos escenarios:

- Logística Óptima - **CON** Derecho de Preferencia:
 - Se asume que el comercializador utiliza la capacidad derivada del derecho de preferencia al máximo
 - El crudo de la ANH viaja por la ruta de menor costo
- Logística Óptima - **SIN** Derecho de Preferencia
 - Se estima cual sería la ruta óptima sin el acceso del derecho de preferencia
 - El crudo de la ANH viaja por la ruta de menor costo
 - Se estiman sobrecostos y premios adicionales para acceder a los descargaderos y los ductos

Si bien en el escenario sin derecho de preferencia se estima el pago de un Premium adicional (o sobre costo) para acceder al transporte de crudo por oleoducto, es importante tener en cuenta que dicho Premium será menor al que paga un barril incremental actualmente por acceder a los ductos. Con base en la información de mercado reportada por Enx, actualmente el valor del premium puede estar en USD 2 a USD 3 por barril pero existe capacidad suficiente en los oleoductos para mover la totalidad de la producción actual, por lo tanto, es posible que en un escenario sin derecho de preferencia los transportadores estén dispuestos a cobrar un Premium menor para mantener un nivel alto de utilización de los ductos.

Para las regiones productoras de crudos pesados se realizó un análisis incluyendo los volúmenes adicionales resultantes de la adición del diluyente para la movilización de los mismos a través de los oleoductos y se identificaron las rutas que optimizan los requerimientos de diluyente como se observa en la figura a continuación.

Figura 26: Rutas Óptimas de Evacuación

	REGALIAS ANH (BPD)	% DILUCIÓN	REQUERIMIENTO DILUYENTE (BPD)	RUTAS OPTIMAS
LLANOS				
RUBIALES+QUIFA	45.000	11,8%	6.020	100% ODL
CASTILLA+CHICHIMENE+AKACIAS	17.000	16,1%	3.262	100% APIAY (OCENSA)
ARAUCA	10.000	-	-	100% OCLC
CASANARE	25.000	-	-	36% CUSIANA, 56% MONTERREY, 8% VASCONIA (ODC/OCENSA)
OTROS META	2.500	-	-	50% APIAY, 50% ODL
	<u>99.500</u>		<u>9.283</u>	
VMM/VIM				
PTO NARE + PTO BOYACÁ	4.500	13,0%	672	100% VASCONIA (ODC/OCENSA)
TODOS LOS DEMÁS	13.000	5,9%	815	100% AYACUCHO
	<u>17.500</u>		<u>1.488</u>	
VSM				
HUILA	7.000	2,4%	172	100% DINA/NEIVA/BABILLA
TOLIMA	3.000	-	-	100% TOLDADO (EXCEPCIÓN GUANDO A GUADUAS)
	<u>10.000</u>		<u>172</u>	
PUTUMAYO				
	6.000	-	-	100% ORITO-TUMACO
TOTAL	133.000	8,2%	10.942	

Ruta óptima Castilla/Chichimene: Línea aferente conectada a Apiay 100%
Fuente: ENEX.

Para acceder a los oleoductos, los crudos de regalías primero deben ejercer el derecho de preferencia en los descargaderos. Como parte del análisis, y partiendo de la ruta óptima, se identificó la capacidad de cada descargadero, la capacidad resultante del derecho de preferencia y los volúmenes de crudo de regalías que utilizarían cada uno de los puntos de entrada a los oleoductos. En la siguiente figura se resume la capacidad nominal de cada descargadero y la capacidad requerida en cada punto para descargar los volúmenes de regalías conforme a la ruta óptima.

Como resultado del análisis se pudo identificar que estaciones tales como Monterrey, Cusiana, Ayacucho y Neiva tienen su capacidad y utilización del derecho de preferencia al límite. En estos casos la evacuación de los crudos aledaños deberá usar rutas diferentes a la óptima para poder llegar a los puertos de exportación o centros de refinación.

Figura 27: Derecho de Preferencia en Descargaderos

	REGALIAS ANH + DILUYENTE(BPD)	LINEAS AFERENTES	DESCARGADEROS																	
			LLANOS ORIENTALES						VMM/VIM				VSM				SUR			
			RUBIALES 60,000 BPD	APIAY 22,000 BPD	BANADIA 42,000 BPD	ARAGUANAY 40,000 BPD	MONTERREY 70,000 BPD	CUSIANA 45,000 BPD	SANTIAGO 10,000 BPD	VASCONIA 60,000 BPD	AYACUCHO 30,000 BPD	SAN FRANCISCO 12,000 BPD	DINA/NEIVA 36,000 BPD	TOLDADO 12,000 BPD	BABILLA 20,000 BPD	GUADUAS 40,000 BPD	LÉRIDA 20,000 BPD	SANTANA 10,000 BPD	ORITO 12,000 BPD	
LLANOS																				
RUBIALES+QUIFA	51.020	42,020 /280,000 18,236	9.000																	
CASTILLA+CHICHIMENE+A	20.262	7,230,000 10,000 /220,000		2.026																
ARAUCA	10.000	0*																		
CASANARE	25.000	0*																		
OTROS META	2.500	0/0	1.250	1.250			14.000	9.000		2.000										
	108.783																			
VMM/VIM																				
PTO NARE + PTO BOYACÁ	5.172	0* /35,000								5.200										
TODOS LOS DEMÁS	13.815	7,815*									6.000									
	18.988	0*																		
VSM																				
HUILA	7.172	0* /100,000											7.172							
TOLIMA	3.000	0* /65,000														600	2.400			
	10.172																			
PUTUMAYO	6.000	3,800 /40,000																1.000	1.200	
TOTAL	143.942		10,250 /60,000	3,276 /22,000	0 /42,000	0 /40,000	14,000 /70,000	9,000 /45,000	0 /10,000	7,200 /60,000	6,000 /30,000	0 /12,000	7,172 /36,000	0 /12,000	0 /20,000	600 /40,000	2,400 /20,000	1,000 /10,000	1,200 /12,000	
% UTILIZACIÓN			17,1%	14,9%	0,0%	0,0%	20,0%	20,0%	0,0%	12,0%	20,0%	0,0%	19,9%	0,0%	0,0%	1,5%	12,0%	10,0%	10,0%	

Convenciones

Color Verde: El descargadero cuenta con capacidad suficiente

Color Rojo: El descargadero estaría limitado en capacidad

Fuente: ENEX.

El análisis de los oleoductos se realizó estimando la capacidad de transporte de la ANH derivada del derecho de preferencia en cada uno de los ductos y comparándola con los volúmenes de regalías por cada grupo de campos. En la siguiente figura se resumen los resultados del análisis, el cual indica que actualmente no existen cuellos de botella en oleoductos que transportan crudo de regalías cuando se ejerce la capacidad establecida por el derecho de preferencia.

Figura 28: Derecho de Preferencia en Oleoductos

	REGALÍAS ANH + DILUYENTE (BPD)	OLEODUCTOS														
		LLANOS ORIENTALES					VMM/VIM			ORIENTE + NORTE			VSM	SUR		
		ODL 340,000 BPD	ODL - CUSIANA 340,000 BPD	ODL-MONTEREY 340,000 BPD	MONTEREY-AP-PORVENIR 350,000 BPD	CUSIANA-PORVENIR 575,000 BPD	APIAY-MONTEREY-PORV. 250,000 BPD	MONTEREY-PORVENIR 63,500 BPD	OCENSA SEG 1/2 575,000 BPD	OCENSA SEG 3/ODC-COV. 650,000 BPD	GALÁN-AYACUCHO 100,000 BPD	BANADIA-AYACUCHO 220,000 BPD	AYACUCHO-COVEÑAS 220,000 BPD	AYACUCHO-COVEÑAS L16 61,000 BPD	OAM TENAY-VASCONIA 100,000 BPD	OTA ORITO-TUMACO 60,000 BPD
LLANOS																
RUBIALES+QUIFA	51.020	51.020	25.510	25.510	25.510	25.510			51.020	51.020						
CASTILLA+CHICHIMENE+A	20.262						20.262	-	20.262	20.262						
ARAUCA	10.000										10.000	10.000				
CASANARE	25.000				14.000	9.000			23.000	25.000						
OTROS META	2.500	1.250					1.250		2.500	2.500						
	108.783															
VMM/VIM																
PTO NARE + PTO BOYACÁ	5.172								5.172							
TODOS LOS DEMÁS	13.815									7.815		13.815				
	18.988															
VSM																
HUILA	7.172									7.172					7.172	
TOLIMA	3.000								3.000						3.000	
	10.172															
PUTUMAYO	6.000															6.000
TOTAL	143.942	52,270	25,510	25,510	39,510	34,510	21,512	0	96,782	114,126	7,815	10,000	23,815	0	10,172	6,000
		/340,000	/340,000	/340,000	/350,000	/575,000	/250,000	/63,500	/575,000	/650,000	/100,000	/220,000	/220,000	/61,000	/100,000	/60,000
% UTILIZACIÓN		15,4%	7,5%	7,5%	11,3%	6,0%	8,6%	0,0%	16,8%	17,6%	7,8%	4,5%	10,8%	0,0%	10,2%	10,0%

Convenciones

Color Verde: El oleoducto cuenta con capacidad suficiente

Color Rojo: El oleoducto estaría limitado en capacidad

Fuente: ENEX.

Para hacer comparativas las liquidaciones de regalías bajo el contrato de Compra Venta con Ecopetrol y la estimación del precio justo de mercado, hemos tomado el escenario más conservador calculando el precio Net Back por campo (valor justo de mercado Enex) sin derecho de preferencia y lo comparamos contra los valores reales de las liquidaciones de Ecopetrol. En la siguiente figura se han comparado cada uno de los componentes del precio unitario en dólares por barril como se describe a continuación:

- Regalías ANH: Volumen de crudo de regalías en miles de barriles por día
- Delta de Liquidación: Sumatoria de todos los deltas de los componentes de precio
- Delta de Precios: Diferencia entre el precio promedio de venta de exportación y refinación reportado por Ecopetrol y el precio justo de mercado
- Delta Oleoducto: Diferencia de costo promedio de transporte por oleoducto reportado por Ecopetrol y el costo estimado con la ruta optima de evacuación
- Delta Refinación: Diferencia de costo promedio de refinación reportado por Ecopetrol y el costo estimado bajo un escenario de optimización en el destino de los crudos exportación vs refinación
- Delta Dilución: Diferencia de costo promedio de dilución reportado por Ecopetrol y el costo estimado con la ruta optima de evacuación
- Delta CarroTK: Diferencia de costo promedio de transporte por carro tanque reportado por Ecopetrol y el costo estimado con la ruta optima de evacuación

- Delta Descargadero: Diferencia de costo promedio de acceso a los descargaderos reportado por Ecopetrol y el costo estimado con la ruta optima de evacuación
- Delta Tarifa: Diferencia de costo promedio de acceso a los puertos reportado por Ecopetrol y el costo estimado con la ruta optima de evacuación
- Delta Comisión: Costo promedio de comercialización reportado por Ecopetrol y el costo estimado con base en la información del mercado de Enex
- ANH Chequeo: Ajustes por diferencias entre precio final menos deducciones de la ANH
- Impacto (USD MM): Millones de dólares anuales de impacto en las diferencias de los precios liquidados por Ecopetrol versus el precio justo se mercado. El valor de impacto resulta de multiplicar el delta de liquidación por los barriles de regalías anuales.

Figura 29: Comparación Precio Liquidación Ecopetrol Vs. Valor de Mercado Enex – Sin Derecho de Preferencia

	REGALÍAS ANH	Delta Liquidaci	Delta Precios	Delta Oleoduct	Delta Refinació	Delta Dilución	Delta CarroTK	Delta Descargu	Delta Tarifa	Delta Comisió	ANH chequeo	IMPACTO (USD MM)
LLANOS												
RUBIALES+QUIFA	45.000	-3,73	0,94	-2,03	0,00	-4,63	0,36	0,12	0,00	1,13	0,37	-61,3
CASTILLA+CHICHIMENE+A	17.000	-3,73	-0,23	-1,06	0,00	-4,79	0,16	0,10	0,00	1,13	0,96	-23,1
ARAUCA	10.000	-7,73	2,40	-2,06	-9,81	0,00	-0,01	0,00	0,63	1,13	0,00	-28,2
CASANARE	25.000	-6,39	-4,40	-0,92	-6,74	0,06	2,50	0,55	0,43	2,13	0,00	-58,3
OTROS META	2.500	-2,52	-3,42	-0,73	0,00	-0,18	0,24	0,42	0,00	1,13	0,02	-2,3
	99.500											-173,2
VMM/VIM												
PTO NARE + PTO BOYACÁ	4.500	4,44	10,85	-0,19	-8,32	-2,25	1,07	0,57	0,53	2,13	0,04	7,3
TODOS LOS DEMÁS	13.000	3,65	2,48	0,12	-7,91	1,51	5,46	0,33	0,51	1,13	0,03	17,3
	17.500											24,6
VSM												
HUILA	7.000	-0,94	-0,54	-1,50	-3,20	0,69	0,94	1,32	0,20	1,13	0,02	-2,4
TOLIMA	3.000	0,84	-1,75	1,38	-3,54	0,00	2,59	0,75	0,23	1,13	0,05	0,9
	10.000											-1,5
PUTUMAYO												
	6.000	-4,21	-3,90	-0,34	0,00	0,00	1,18	0,73	-3,01	1,13	0,00	-9,2
TOTAL	133.000	-3,14	0,21	-1,28	-2,94	-2,31	1,21	0,31	0,08	1,30	0,28	-152,6

Convenciones

Color Azul: El delta total estimado es beneficioso para la ANH debido a que el precio reportado por Ecopetrol es superior al precio justo de mercado

Color Rojo: El delta estimado es negativo para la ANH debido a que el costo reportado por Ecopetrol es superior al costo del mercado resultando en un menor precio Net back para la ANH

Fuente: ENEX. Data Enero del 2014

El análisis de Net Back (liquidación vs. valor justo Enex), sin derecho de preferencia indica que existen múltiples oportunidades de mejora y optimización del precio de venta de los crudos de regalías. Como se observa en la figura anterior en promedio el precio de mercado se encuentra USD \$3.14 por barril por encima del precio real liquidado con importantes desviaciones en los crudos de Arauca, Casanare y Putumayo.

El análisis de Net Back evidencia un efecto diferenciado por región. En los Llanos Orientales (para los crudos pesados) se observa un costo sustancialmente alto en dilución y una logística suboptimizada de evacuación que utiliza el Oleoducto Bicentenario para el transporte de algunos volúmenes hasta Coveñas. Para los crudos livianos del Casanare se observa una pérdida de valor en el precio cuando el crudo se destina a la refinación dado que el precio paridad exportación es más atractivo al reconocer el ajuste por calidad.

Para los crudos del Valle Medio e Inferior del Magdalena los precios de liquidación reportados están por encima de los precios de mercado. Esto se presenta porque muchos campos de la región están conectados directamente a la refinería por líneas aferentes y por lo tanto los ahorros

de logística son sustanciales. Los crudos liquidados provenientes del Valle Superior del Magdalena en general se encuentran alineados a los precios de mercado. Los precios del Putumayo en general, presentan oportunidades de mejora por ajustes en calidad y tarifas más altas por acceso al puerto de exportación.

Figura 30: Comparación Precios – Diferentes Segmentos – Sin derecho de Preferencia

	REGALÍAS ANH	Delta Liquidaci	Delta Precios	Delta Oleoduct	Delta Refinació	Delta Dilución	Delta CarroTK	Delta Descargu	Delta Tarifa	Delta Comisió	ANH chequeo	IMPACTO (USD MM)
Por destino:												
REFINACIÓN	30,0%	-3,43	1,89	-0,63	-9,81	-0,02	2,53	0,44	0,63	1,54	0,00	-50,0
EXPORTACIÓN	70,0%	-3,02	-0,50	-1,55	0,00	-3,29	0,64	0,25	-0,16	1,20	0,40	-102,7
Por compañías:												
ECOPETROL	33,8%	-1,67	-0,38	-0,73	-3,38	-1,54	2,10	0,40	0,15	1,27	0,42	-27,5
PACIFIC RUBIALES	38,0%	-3,71	0,84	-2,02	0,00	-4,56	0,41	0,12	0,00	1,14	0,37	-68,4
OCCIDENTAL	7,7%	-7,65	2,25	-1,84	-9,81	0,00	-0,01	0,00	0,63	1,13	0,00	-28,6
EQUIÓN	5,9%	-7,66	-3,75	-1,17	-9,03	0,00	2,90	0,69	0,58	2,13	0,00	-21,9
DEMÁS COMPAÑÍAS	14,6%	-0,87	0,51	-0,37	-3,47	-0,42	1,18	0,58	-0,40	1,53	0,00	-6,1
Por calidad:												
PESADOS	59,5%	-2,56	1,15	-1,62	-0,58	-3,97	0,57	0,19	0,04	1,20	0,47	-73,8
MEDIANOS	24,3%	-1,56	1,10	-0,80	-6,02	0,21	2,28	0,47	0,03	1,17	0,00	-18,5
LIVIANOS	16,2%	-7,65	-4,54	-0,73	-6,97	0,00	1,93	0,49	0,29	1,88	0,00	-60,2
Por calidad refinado:												
PESADOS	11,8%	5,74	12,08	0,11	-9,81	-1,55	1,76	0,54	0,63	1,99	0,00	9,9
MEDIANOS	49,7%	-1,58	4,02	-0,85	-9,81	0,33	2,65	0,32	0,63	1,13	0,00	-11,4
LIVIANOS	38,5%	-8,64	-4,00	-0,56	-9,81	0,00	2,61	0,57	0,63	1,92	0,00	-48,5
Por calidad exportado:												
PESADOS	79,9%	-3,08	0,46	-1,73	0,00	-4,13	0,50	0,17	0,00	1,15	0,50	-83,7
MEDIANOS	13,4%	-1,54	-3,54	-0,71	0,00	0,02	1,68	0,70	-0,93	1,22	0,00	-7,0
LIVIANOS	6,7%	-5,24	-5,88	-1,13	0,00	0,00	0,25	0,30	-0,54	1,76	0,00	-11,9

Color Azul: El delta total estimado es beneficioso para la ANH debido a que el precio reportado por Ecopetrol es superior al precio justo de mercado
 Color Rojo: El delta estimado es negativo para la ANH debido a que el costo reportado por Ecopetrol es superior al costo del mercado resultando en un menor precio Net back para la ANH

Fuente: ENEX. Data Enero del 2014

Del análisis por segmentos que se resumen en la figura 30 se establecen las siguientes observaciones:

- La comparación de los volúmenes por destino (refinación vs. exportación) presenta un resultado similar a pesar de ineficiencias en ambos casos. La diferencia se estima en cerca de USD 3 por barril
- El análisis por calidad indica que los crudos livianos son castigados más que los pesados con respecto al precio de mercado. El 71% de los volúmenes de livianos de regalías se destinan a refinación, por falta de ajuste por calidad en la fórmula de precios son castigados severamente.
- El 94% de los crudos pesados de regalías se destinan a exportación y su net back está fuertemente afectado por los costos de dilución y transporte

A continuación se presentan los resultados del análisis por campo:

Figura 31: Comparación Precios por Campo – Sin Derecho de Preferencia

CAMPO	API	REGALIAS ANH (KBD)	Delta Liquidaci	Delta Precios	Delta Oleoduct	Delta Refinació	Delta Dilución	Delta CarroTK	Delta Descargu	Delta Tarifa	Delta Comisió	ANH chequeo	IMPACTO (USD)
LLANOS ORIENTALES													
<u>QUIFA / RUBIALES</u>													
Rubiales	12,80	1.198.036	-3,80	0,93	-2,18	0,00	-4,54	0,36	0,12	0,00	1,13	0,38	-53,6 \$
Quifa	13,86	156.597	-3,20	1,01	-0,87	0,00	-5,30	0,36	0,12	0,00	1,13	0,36	-5,9 \$
<u>CASTILLA / CHICHIMENE / AKACIAS</u>													
Castilla	12,31	194.418	-0,85	-0,06	-1,18	0,00	-1,71	0,20	0,10	0,00	1,13	0,67	-1,9 \$
Castilla Norte	11,27	132.422	-4,69	-0,06	-1,18	0,00	-5,83	0,13	0,10	0,00	1,13	1,01	-7,3 \$
Chichimene	9,46	88.908	-6,35	-0,42	-0,85	0,00	-7,65	0,13	0,10	0,00	1,13	1,21	-6,7 \$
Chichimene SW	8,43	88.908	-5,51	-0,46	-0,85	0,00	-6,81	0,18	0,10	0,00	1,13	1,21	-5,8 \$
Akacias	7,82	13.543	-6,61	-1,66	-0,85	0,00	-6,67	0,13	0,10	0,00	1,13	1,21	-1,1 \$
<u>CASANARE</u>													
Pauto Sur Piedemont	45,56	135.347	-6,93	-2,56	-1,16	-9,81	0,00	3,15	0,69	0,63	2,13	0,00	-11,0 \$
Cupiagua	43,34	92.177	-10,26	-6,04	-0,42	-9,81	0,00	2,57	0,69	0,63	2,13	0,00	-11,1 \$
Cupiagua Sur	39,92	40.481	-8,97	-4,78	-0,42	-9,81	0,00	2,60	0,69	0,63	2,13	0,00	-4,3 \$
Cusiana	38,45	36.034	-8,32	-3,51	-0,21	-9,81	0,00	1,77	0,69	0,63	2,13	0,00	-3,5 \$
Las Maracas	32,71	33.264	-7,48	-8,19	2,43	0,00	0,00	-3,95	0,10	0,00	2,13	0,00	-2,9 \$
Cupiagua-1	43,70	26.397	-9,78	-6,04	-0,42	-9,81	0,00	3,05	0,69	0,63	2,13	0,00	-3,3 \$
Dorotea B	32,70	17.670	-5,71	-5,33	-2,27	0,00	0,00	-0,05	-0,20	0,00	2,13	0,00	-1,2 \$
Floreña	45,04	17.119	-8,83	-10,14	-4,47	0,00	0,00	2,97	0,69	0,00	2,13	0,00	-1,8 \$
La Gloria Norte	19,50	12.069	8,70	2,39	-2,38	0,00	2,27	3,61	0,69	0,00	2,13	0,00	1,2 \$
Guarilaque	25,20	12.052	5,81	-4,40	-2,38	0,00	0,00	9,79	0,69	0,00	2,13	0,00	0,8 \$
Zopilote	28,16	11.612	-0,13	-6,05	-1,37	0,00	0,00	5,94	-0,78	0,00	2,13	0,00	-0,0 \$
Rancho Hermoso	27,72	11.341	9,83	6,15	-2,38	0,00	0,00	3,25	0,69	0,00	2,13	0,00	1,3 \$
Morichal	28,50	9.951	-0,60	-4,33	-2,38	0,00	0,00	3,31	0,69	0,00	2,13	0,00	-0,1 \$
Santiago	21,35	9.053	2,54	-2,21	-2,38	0,00	0,00	4,31	0,69	0,00	2,13	0,00	0,3 \$
Tocaría	34,00	8.722	-3,05	-6,65	-2,38	0,00	0,00	3,17	0,69	0,00	2,13	0,00	-0,3 \$
Kona	31,97	7.977	-5,66	-6,39	-1,37	0,00	0,00	0,75	-0,78	0,00	2,13	0,00	-0,5 \$
<u>ARAUCA</u>													
Caño Limón	28,61	192.605	-7,69	2,50	-2,12	-9,81	0,00	-0,01	0,00	0,63	1,13	0,00	-17,4 \$
Caño Yarumal	28,02	35.899	-7,32	2,87	-2,12	-9,81	0,00	-0,01	0,00	0,63	1,13	0,00	-3,1 \$
Caño Rondón	32,27	22.222	-7,04	1,58	-0,55	-9,81	0,00	-0,01	0,00	0,63	1,13	0,00	-1,8 \$
Caricare	30,86	21.389	-8,08	0,54	-0,55	-9,81	0,00	-0,01	0,00	0,63	1,13	0,00	-2,0 \$
Canagüey	33,43	6.920	-8,92	-0,30	-0,55	-9,81	0,00	-0,01	0,00	0,63	1,13	0,00	-0,7 \$
<u>OTROS META</u>													
Ocelote	23,16	40.265	-4,50	-2,92	1,04	0,00	0,00	-3,13	-0,62	0,00	1,13	0,00	-2,1 \$
Apiay	19,45	14.925	-2,86	-4,04	-1,38	0,00	0,00	0,43	1,00	0,00	1,13	-0,00	-0,5 \$
Caracara Sur A	21,30	14.292	0,47	-2,37	-2,90	0,00	0,00	3,76	0,85	0,00	1,13	-0,00	0,1 \$
Guatiquía	17,10	10.153	-3,79	-3,40	-1,38	0,00	-1,69	0,44	1,00	0,00	1,13	0,12	-0,5 \$
Suria	20,25	10.105	-7,42	-8,58	-1,38	0,00	0,00	0,41	1,00	0,00	1,13	-0,00	-0,9 \$
Jaguar South West	21,20	9.266	4,46	-2,33	1,04	0,00	0,00	3,76	0,85	0,00	1,13	-0,00	0,5 \$
Caracara B y C	21,30	8.859	0,49	-2,35	-2,90	0,00	0,00	3,76	0,85	0,00	1,13	-0,00	0,1 \$
Candelilla	30,51	7.928	-5,44	-6,17	-1,22	0,00	0,00	0,50	0,32	0,00	1,13	0,00	-0,5 \$
Gaván	15,98	6.841	1,53	0,79	-1,38	0,00	-0,64	0,45	1,00	0,00	1,13	0,18	0,1 \$

CAMPO	API	REGALIAS ANH (KBD)	Delta Liquidaci	Delta Precios	Delta Oleoduct	Delta Refinació	Delta Dilución	Delta CarroTK	Delta Descargu	Delta Tarifa	Delta Comisió	ANH chequeo	IMPACTO (USD)
VALLE MAGDALENA MEDIO E INFERIOR													
<u>PTO BOYACÁ Y PTO NARE</u>													
Jazmín	11,40	40.451	4,10	12,68	0,04	-9,81	-3,04	0,91	0,57	0,63	2,13	0,00	2,0 \$
Moriche	13,50	23.382	5,67	12,54	0,04	-9,81	-1,31	0,89	0,57	0,63	2,13	0,00	1,6 \$
Palagua	14,83	19.870	3,71	0,92	-1,40	0,00	0,36	0,89	0,57	0,00	2,13	0,23	0,9 \$
Área Teca - Cocorná	12,18	14.295	4,76	12,67	0,04	-9,81	-3,37	1,91	0,57	0,63	2,13	0,00	0,8 \$
Abarco	11,10	12.599	3,86	12,66	-0,09	-9,81	-3,14	0,91	0,57	0,63	2,13	0,00	0,6 \$
Girasol	11,40	12.213	3,76	12,68	0,04	-9,81	-3,38	0,91	0,57	0,63	2,13	0,00	0,5 \$
Underriver	11,70	7.442	5,82	12,63	0,04	-9,81	-2,29	1,93	0,57	0,63	2,13	0,00	0,5 \$
<u>DEMÁS MUNICIPIOS</u>													
La Gira	24,44	99.958	4,09	5,62	0,64	-9,81	0,00	5,56	0,33	0,63	1,13	0,00	4,8 \$
Casabe	21,00	60.690	6,98	5,96	0,64	-9,81	2,04	6,07	0,33	0,63	1,13	0,00	5,0 \$
Yarigüí-Cantagallo	17,35	59.492	6,83	-3,36	-1,12	0,00	4,01	5,68	0,33	0,00	1,13	0,17	4,8 \$
Infantas	25,16	29.558	-13,99	-11,64	0,64	-9,81	0,00	4,72	0,33	0,63	1,13	0,00	-4,9 \$
Provincia	23,12	26.206	4,71	6,23	0,54	-9,81	0,91	4,74	0,33	0,63	1,13	0,00	1,5 \$
Gala	20,42	17.844	13,01	8,60	0,64	-9,81	5,63	5,86	0,33	0,63	1,13	0,00	2,7 \$
La Salina	27,90	12.886	1,34	3,93	0,54	-9,81	0,00	4,60	0,33	0,63	1,13	0,00	0,2 \$
Llanito	21,17	12.829	6,79	5,99	0,64	-9,81	2,18	5,70	0,33	0,63	1,13	0,00	1,0 \$
Casabe Sur	26,80	10.043	3,00	4,24	0,64	-9,81	0,00	5,85	0,33	0,63	1,13	0,00	0,4 \$
Nutria	28,15	9.568	3,56	4,37	0,64	-9,81	0,00	6,27	0,33	0,63	1,13	0,00	0,4 \$
Tisquirama	22,26	9.421	-5,48	-3,92	-7,67	0,00	2,20	2,46	0,33	0,00	1,13	-0,00	-0,6 \$
Lisama	28,41	7.167	-0,11	1,63	0,64	-9,81	0,00	5,34	0,33	0,63	1,13	0,00	-0,0 \$

CAMPO	API	REGALIAS ANH (KBD)	Delta Liquidación	Delta Precios	Delta Oleoduct	Delta Refinado	Delta Dilución	Delta CarroTK	Delta Descargue	Delta Tarifa	Delta Comisió	ANH chequeo	IMPACTO (USD)
VALLE MAGDALENA SUPERIOR													
HUILA													
San Francisco	26,30	60.514	-3,48	3,83	-1,50	-9,81	0,00	0,93	1,32	0,63	1,13	0,00	-2,5 \$
Yaguará	22,34	27.876	-0,31	-3,52	-1,50	0,00	0,00	2,26	1,32	0,00	1,13	-0,00	-0,1 \$
Dina Terciarios	18,00	24.910	3,32	-1,31	-1,50	0,00	2,43	1,25	1,32	0,00	1,13	-0,00	1,0 \$
Tello	17,45	22.990	1,82	-1,24	-1,50	0,00	1,99	-0,01	1,32	0,00	1,13	0,15	0,5 \$
Balcón	32,60	16.034	-3,38	-5,46	-1,50	0,00	0,00	1,13	1,32	0,00	1,13	0,00	-0,6 \$
Río Ceibas	24,40	15.019	-1,99	-2,92	-1,50	0,00	0,00	-0,01	1,32	0,00	1,13	0,00	-0,4 \$
Palogrande	20,64	11.397	-1,43	-2,78	-1,50	0,00	0,42	-0,01	1,32	0,00	1,13	-0,00	-0,2 \$
Santa Clara	18,34	6.890	2,94	-1,32	-1,50	0,00	2,33	0,98	1,32	0,00	1,13	-0,00	0,2 \$
TOLIMA													
Matachin Norte	27,55	31.538	1,95	-4,47	3,02	0,00	0,00	1,61	0,66	0,00	1,13	0,00	0,7 \$
Guando	28,23	17.782	-1,15	3,08	-1,52	-9,81	0,00	4,32	0,90	0,63	1,13	0,13	-0,2 \$
PUTUMAYO													
Costayaco	29,00	50.989	-2,18	-3,49	-0,57	0,00	0,00	2,96	0,80	-3,01	1,13	0,00	-1,3 \$
Cohembi	18,80	28.407	-1,82	-2,48	0,00	0,00	0,00	1,75	0,80	-3,01	1,13	-0,00	-0,6 \$
Platanillo	30,70	18.355	-11,58	-4,87	0,00	0,00	0,00	-5,12	0,28	-3,01	1,13	0,00	-2,5 \$
Orito	30,61	14.642	-5,15	-4,05	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,80	-3,01	1,13	0,00	-0,9 \$
Acaé-San Miguel	27,65	12.484	-6,26	-6,72	-0,13	0,00	0,00	1,67	0,80	-3,01	1,13	0,00	-0,9 \$
Moqueta	29,00	11.083	-3,89	-4,44	-1,43	0,00	0,00	3,06	0,80	-3,01	1,13	0,00	-0,5 \$
CATATUMBO													
Tibú	31,95	8.136	-5,23	-5,42	-5,65	0,00	0,00	4,37	0,33	0,00	1,13	0,00	-0,5 \$
TOTAL MUESTRA		3.620.725	-3,14	0,21	-1,28	-2,94	-2,31	1,21	0,31	0,08	1,30	0,28	-134,0 \$

Fuente: ENEX. Data Enero del 2014

Los resultados de la comparación del precio liquidado por Ecopetrol versus el precio justo de mercado bajo con Derecho de Preferencia presentan oportunidades de mejora mayores por las economías resultantes de la optimización de los costos de transporte y de dilución. En la figura 32 se resumen los resultados de dicho escenario.

Figura 32: Comparación Precio Liquidación Ecopetrol Vs. Valor de Mercado Enex – Con Derecho de Preferencia

	REGALIAS ANH (KBD)	Delta Liquidación	Delta Precios Venta Ajustados	Delta Oleoducto	Delta Refinación	Delta Dilución	Delta CarroTK	Delta Descargue	Delta Tarifa Puerto	Delta Comisió	ANH chequeo	(USD MM/AÑO)
LLANOS												
RUBIALES+OLIFA	45.000	-5,80	0,00	-2,03	0,00	-4,63	0,36	0,12	0,00	0,00	0,37	-95,3
CASTILLA+CHICHIMENE+AKACIAS	17.000	-4,62	0,00	-1,06	0,00	-4,79	0,16	0,10	0,00	0,00	0,96	-28,7
ARAUCA	10.000	-4,06	6,98	-1,84	-9,81	0,00	-0,01	0,00	0,63	0,00	0,00	-14,8
CASANARE	25.000	-2,91	1,21	-0,92	-6,74	0,06	2,50	0,55	0,43	0,00	0,00	-26,5
OTROS META	2.500	-0,31	0,00	-0,68	0,00	-0,18	0,14	0,38	0,00	0,00	0,02	-0,3
	99.500											-165,6
VMM/VIM												
PTO NARE + PTO BOYACÁ	4.500	0,09	0,00	-0,21	0,00	0,05	0,12	0,09	0,00	0,00	0,04	0,1
TTODOS LOS DEMÁS	13.000	-0,64	-2,12	-0,20	1,64	0,06	0,05	0,01	-0,11	0,00	0,03	-3,0
	17.500											-2,9
VSM												
HUILA	7.000	0,35	0,29	-1,33	-0,88	0,69	0,50	1,01	0,06	0,00	0,02	0,9
TOLIMA	3.000	-0,67	-5,23	-1,36	6,28	0,00	-0,01	0,00	-0,40	0,00	0,05	-0,7
	10.000											0,1
PUTUMAYO												
	6.000	-1,44	0,00	-0,34	0,00	0,00	1,18	0,73	-3,01	0,00	0,00	-3,2
CATATUMBO												
	500	-0,95	0,00	-5,65	0,00	0,00	4,37	0,33	0,00	0,00	0,00	-0,2
TOTAL	133.500	-3,65	0,43	-1,34	-1,45	-2,37	0,58	0,23	-0,02	0,00	0,28	-177,8

	REGALIAS ANH (KBD)	Delta Liquidación	Delta Precios Venta Ajustados	Delta Oleoducto	Delta Refinación	Delta Dilución	Delta CarroTK	Delta Descargue	Delta Tarifa Puerto	Delta Comisión	ANH chequeo	(USD MM/AÑO)
Por destino:												
REFINACIÓN	30.0%	-2,52	2,75	-0,77	-5,06	0,00	0,88	0,28	0,39	0,00	0,00	-36,8
EXPORTACIÓN	70.0%	-4,13	-0,56	-1,58	0,52	-3,39	0,45	0,21	-0,19	0,00	0,40	-140,9
Por compañías:												
ECOPETROL	33,8%	-2,55	-0,65	-0,78	-0,36	-1,92	0,50	0,28	-0,04	0,00	0,42	-42,1
PACIFIC RUBIALES	38,0%	-5,69	0,00	-2,02	0,00	-4,56	0,41	0,12	0,00	0,00	0,37	-105,3
OCCIDENTAL	7,7%	-4,06	6,98	-1,84	-9,81	0,00	-0,01	0,00	0,63	0,00	0,00	-15,2
EQUIÓN / HOCOL	9,1%	-3,41	2,04	-1,01	-7,17	0,00	1,66	0,61	0,46	0,00	0,00	-15,1
DEMÁS COMPAÑÍAS	11,4%	-0,02	-0,62	-0,65	0,75	0,07	0,95	0,33	-0,84	0,00	0,01	-0,1
Por calidad:												
PESADOS	59,5%	-4,75	-0,35	-1,60	0,27	-3,99	0,31	0,15	-0,02	0,00	0,47	-137,8
MEDIANOS	24,3%	-1,18	1,77	-1,07	-2,57	0,01	0,58	0,30	-0,20	0,00	0,00	-13,9
LIVIANOS	16,2%	-3,29	1,32	-0,78	-6,09	0,00	1,59	0,44	0,23	0,00	0,00	-26,0
Por calidad refinado:												
PESADOS	11,8%	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,0
MEDIANOS	49,7%	-1,81	3,94	-1,07	-5,26	0,00	0,09	0,15	0,34	0,00	0,00	-13,2
LIVIANOS	38,5%	-4,20	2,07	-0,62	-8,95	0,00	2,18	0,54	0,57	0,00	0,00	-23,7
Por calidad exportado:												
PESADOS	79,9%	-5,05	-0,37	-1,70	0,29	-4,24	0,33	0,16	-0,02	0,00	0,50	-137,7
MEDIANOS	13,4%	-0,17	-1,68	-1,07	1,72	0,02	1,35	0,53	-1,04	0,00	0,00	-0,8
LIVIANOS	6,7%	-1,07	-0,52	-1,18	0,92	0,00	0,14	0,18	-0,60	0,00	0,00	-2,4

Color Azul: El delta total estimado es beneficioso para la ANH debido a que el precio reportado por Ecopetrol es superior al precio justo de mercado

Color Rojo: El delta estimado es negativo para la ANH debido a que el costo reportado por Ecopetrol es superior al costo del mercado resultando en un menor precio Net back para la ANH

Fuente: ENEX. Data Enero del 2014

Figura 33: Comparación Precios por Campo – Con Derecho de Preferencia

CAMPO	API	REGALIAS ANH (KBD)	Delta Liquidación	Delta Precios Venta Ajustados	Delta Oleoducto	Delta Refinación	Delta Dilución	Delta CarroTK	Delta Descargue	Delta Tarifa Puerto	Delta Comisión	ANH chequeo	IMPACTO (USD MM/AÑO)
LLANOS ORIENTALES													
QUIFA / RUBIALES													
Rubiales	12,80	1.198.036	-5,86	0,00	-2,18	0,00	-4,54	0,36	0,12	0,00	0,00	0,38	-82,7
Quifa	13,86	156.597	-5,34	0,00	-0,87	0,00	-5,30	0,36	0,12	0,00	0,00	0,36	-9,8
CASTILLA / CHICHIMENE / AKACIAS													
Castilla	12,31	194.418	-1,92	0,00	-1,18	0,00	-1,71	0,20	0,10	0,00	0,00	0,67	-4,4
Castilla Norte	11,27	132.422	-5,76	0,00	-1,18	0,00	-5,83	0,13	0,10	0,00	0,00	1,01	-9,0
Chichimene	9,46	88.908	-7,07	0,00	-0,85	0,00	-7,65	0,13	0,10	0,00	0,00	1,21	-7,4
Chichimene SW	8,43	88.908	-6,18	0,00	-0,85	0,00	-6,81	0,18	0,10	0,00	0,00	1,21	-6,5
Akacias	7,82	13.543	-6,08	0,00	-0,85	0,00	-6,67	0,13	0,10	0,00	0,00	1,21	-1,0
CASANARE													
Pauto Sur Piedemonte	45,56	135.347	-5,41	1,09	-1,16	-9,81	0,00	3,15	0,69	0,63	0,00	0,00	-8,6
Cupigua	43,34	92.177	-4,60	1,76	-0,42	-9,81	0,00	2,57	0,69	0,63	0,00	0,00	-5,0
Cupigua Sur	39,92	40.481	-3,54	2,79	-0,42	-9,81	0,00	2,60	0,69	0,63	0,00	0,00	-1,7
Cusima	38,45	36.034	-3,71	3,23	-0,21	-9,81	0,00	1,77	0,69	0,63	0,00	0,00	-1,6
Las Mercedes	32,71	33.264	-1,42	0,00	2,43	0,00	0,00	-3,95	0,10	0,00	0,00	0,00	-0,6
Cupigua-1	43,70	26.397	-4,22	1,65	-0,42	-9,81	0,00	3,05	0,69	0,63	0,00	0,00	-1,3
Dorotea B	32,70	17.670	-2,52	0,00	-2,27	0,00	0,00	-0,05	-0,20	0,00	0,00	0,00	-0,5
Floreña	45,04	17.119	-0,82	0,00	-4,47	0,00	0,00	2,97	0,69	0,00	0,00	0,00	-0,2
La Gloria Norte	19,50	12.069	4,18	0,00	-2,38	0,00	2,27	3,61	0,69	0,00	0,00	0,00	0,6
Gueilaque	25,20	12.052	8,09	0,00	-2,38	0,00	0,00	9,79	0,69	0,00	0,00	0,00	1,1
Zapilote	28,16	11.612	3,78	0,00	-1,37	0,00	0,00	5,94	-0,78	0,00	0,00	0,00	0,5
Rancho Hermoso	27,72	11.341	1,55	0,00	-2,38	0,00	0,00	3,25	0,69	0,00	0,00	0,00	0,2
Marichal	28,50	9.951	1,61	0,00	-2,38	0,00	0,00	3,31	0,69	0,00	0,00	0,00	0,2
Santiago	21,35	9.053	2,62	0,00	-2,38	0,00	0,00	4,31	0,69	0,00	0,00	0,00	0,3
Tocaná	34,00	8.722	1,48	0,00	-2,38	0,00	0,00	3,17	0,69	0,00	0,00	0,00	0,2
Kana	31,97	7.977	-1,40	0,00	-1,37	0,00	0,00	0,75	-0,78	0,00	0,00	0,00	-0,1
ARAUCA													
Cerro Limón	28,61	192.605	-4,07	7,25	-2,12	-9,81	0,00	-0,01	0,00	0,63	0,00	0,00	-9,2
Cerro Varumel	28,02	35.899	-3,84	7,48	-2,12	-9,81	0,00	-0,01	0,00	0,63	0,00	0,00	-1,6
Cerro Rondón	32,27	22.222	-4,47	5,28	-0,55	-9,81	0,00	-0,01	0,00	0,63	0,00	0,00	-1,2
Cancare	30,86	21.389	-3,82	5,93	-0,55	-9,81	0,00	-0,01	0,00	0,63	0,00	0,00	-1,0
Canaguay	33,43	6.920	-4,27	5,48	-0,55	-9,81	0,00	-0,01	0,00	0,63	0,00	0,00	-0,3
OTROS META													
Ocelote	23,16	40.265	-2,71	0,00	1,04	0,00	0,00	-3,13	-0,62	0,00	0,00	0,00	-1,3
Aplay	19,45	14.925	0,05	0,00	-1,38	0,00	0,00	0,43	1,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Caracora Sur A	21,30	14.292	1,70	0,00	-2,90	0,00	0,00	3,76	0,85	0,00	0,00	0,00	0,3
Guatiquia	17,10	10.153	-1,52	0,00	-1,38	0,00	-1,69	0,44	1,00	0,00	0,00	0,12	-0,2
Suria	20,25	10.105	0,03	0,00	-1,38	0,00	0,00	0,41	1,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Jaguar South West	21,20	9.266	5,65	0,00	1,04	0,00	0,00	3,76	0,85	0,00	0,00	0,00	0,6
Caracora B y C	21,30	8.859	1,70	0,00	-2,90	0,00	0,00	3,76	0,85	0,00	0,00	0,00	0,2
Candelilla	30,51	7.928	-0,40	0,00	-1,22	0,00	0,00	0,50	0,32	0,00	0,00	0,00	-0,0
Gaván	15,98	6.841	-0,39	0,00	-1,38	0,00	-0,64	0,45	1,00	0,00	0,00	0,18	-0,0

CAMPO	API	REGALIAS ANH (KBD)	Delta Liquidación	Delta Precios Venta Ajustado	Delta Oleoducto	Delta Refinación	Delta Dilución	Delta CarroTK	Delta Descargue	Delta Tarifa Puerto	Delta Comisión	ANH chequeo	IMPACTO (USD MM/AÑO)
VALLE MAGDALENA MEDIO E INFERIOR													
PTO BOYACÁ Y PTO NARE													
Jazmín	11,40	40,451	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,0 \$
Moriche	13,50	23,382	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,0 \$
Palagua	14,83	19,870	0,65	0,00	-1,40	0,00	0,36	0,89	0,57	0,00	0,00	0,23	0,2 \$
Área Teca - Cocomá	12,18	14,295	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,0 \$
Abarco	11,10	12,599	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,0 \$
Girasol	11,40	12,213	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,0 \$
Underriver	11,70	7,442	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,0 \$
DEMÁS MUNICIPIOS													
La Cira	24,44	99,958	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,0 \$
Casabe	21,00	60,690	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,0 \$
Yanigul-Cantagallo	17,35	59,492	-3,35	-12,69	0,00	9,81	0,00	-0,01	0,00	-0,63	0,00	0,17	-2,3 \$
Infantas	25,16	29,558	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,0 \$
Provincia	23,12	26,206	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,0 \$
Gala	20,42	17,844	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,0 \$
La Salina	27,90	12,886	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,0 \$
Llanito	21,17	12,829	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,0 \$
Casabe Sur	26,80	10,043	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,0 \$
Nutria	26,15	9,568	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,0 \$
Tisquirama	22,26	9,421	-2,69	0,00	-7,67	0,00	2,20	2,46	0,33	-2,69	0,00	-0,00	-0,3 \$
Lisama	28,41	7,167	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,0 \$

CAMPO	API	REGALIAS ANH (KBD)	Delta Liquidación	Delta Precios Venta Ajustado	Delta Oleoducto	Delta Refinación	Delta Dilución	Delta CarroTK	Delta Descargue	Delta Tarifa Puerto	Delta Comisión	ANH chequeo	IMPACTO (USD MM/AÑO)
VALLE MAGDALENA SUPERIOR													
HUILA													
San Francisco	26,30	60,514	-0,89	7,55	-1,50	-9,81	0,00	0,93	1,32	0,63	0,00	0,00	-0,6 \$
Yaguará	22,34	27,876	-2,08	-11,25	0,00	9,81	0,00	-0,01	0,00	-0,63	0,00	-0,00	-0,7 \$
Dina Terciarios	18,00	24,910	3,50	0,00	-1,50	0,00	2,43	1,25	1,32	0,00	0,00	-0,00	1,0 \$
Tello	17,45	22,990	1,94	0,00	-1,50	0,00	1,99	-0,01	1,32	0,00	0,00	0,15	0,5 \$
Balcón	32,60	16,034	1,48	-5,57	-2,14	9,81	0,00	0,00	0,00	-0,63	0,00	0,00	0,3 \$
Río Ceibas	24,40	15,019	-0,20	0,00	-1,50	0,00	0,00	-0,01	1,32	0,00	0,00	0,00	-0,0 \$
Palogrande	20,64	11,397	0,22	0,00	-1,50	0,00	0,42	-0,01	1,32	0,00	0,00	-0,00	0,0 \$
Santa Clara	18,34	6,890	3,12	0,00	-1,50	0,00	2,33	0,98	1,32	0,00	0,00	-0,00	0,3 \$
TOLIMA													
Matachín Norte	27,55	31,538	-1,13	-8,17	-2,13	9,81	0,00	-0,01	0,00	-0,63	0,00	0,00	-0,4 \$
Guando	28,23	17,782	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,0 \$
PUTUMAYO													
Costayaco	29,00	50,989	0,17	0,00	-0,57	0,00	0,00	2,96	0,80	-3,01	0,00	0,00	0,1 \$
Cohembi	18,80	28,407	-0,47	0,00	0,00	0,00	0,00	1,75	0,80	-3,01	0,00	-0,00	-0,2 \$
Piastanillo	30,70	18,355	-7,85	0,00	0,00	0,00	0,00	-5,12	0,28	-3,01	0,00	0,00	-1,7 \$
Orto	30,61	14,642	-2,23	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,80	-3,01	0,00	0,00	-0,4 \$
Acáé-San Miguel	27,65	12,484	-0,67	0,00	-0,13	0,00	0,00	1,67	0,80	-3,01	0,00	0,00	-0,1 \$
Moqueta	29,00	11,083	-0,59	0,00	-1,43	0,00	0,00	3,06	0,80	-3,01	0,00	0,00	-0,1 \$
CATATUMBO													
Tibú	31,95	8,136	-0,95	0,00	-5,65	0,00	0,00	4,37	0,33	0,00	0,00	0,00	-0,1 \$

Fuente: ENEX. Data Enero del 2014

3.4 Análisis Jurídico

El análisis jurídico del esquema de comercialización vigente se enfocó en el estudio detallado de los aspectos legales más relevantes que afectan la viabilidad, obligaciones y beneficios para la Nación en lo referente a la comercialización de las regalías. Los resultados del análisis se presentan a continuación.

3.4.1 *Derecho de Preferencia*

El marco regulatorio del Derecho de Preferencia está establecido en los siguientes Decretos y Resoluciones:

A. Decreto 1056 de 1953 (Código de Petróleos)

El decreto 1056 de 1953 estableció a favor del Gobierno una prerrogativa para el transporte de crudo de su propiedad, denominado Derecho de Preferencia. En efecto, el artículo 45 de este Decreto estableció esta prerrogativa a favor del Estado, discriminando entre oleoducto de uso público y oleoducto de uso privado, así:

“Artículo 45. Según el servicio a que estén destinados los oleoductos se dividen en oleoductos de uso público y en oleoductos de uso privado. (...)

Todos los oleoductos de uso público serán considerados como empresas públicas de transporte. El Gobierno tendrá sobre ellos un derecho de preferencia para el acarreo de todos sus petróleos. En los oleoductos de uso privado tal preferencia está limitada a los petróleos procedentes de las regalías correspondientes a la producción servida por el oleoducto de que se trata. En todo caso, el Gobierno deberá pagar el acarreo de acuerdo con las tarifas vigentes al tiempo de efectuarlo.

El derecho de preferencia será hasta del veinte por ciento (20%) de la capacidad transportadora diaria del respectivo oleoducto”

Como se puede observar del artículo transcrito, el derecho de preferencia consiste en la prerrogativa que tiene el Gobierno para acarrear el crudo de su propiedad, bien sea a través de los oleoductos de uso privado o público. En ambos casos, trátase de oleoductos de uso privado o de oleoductos de uso público, el derecho de preferencia está limitado al 20% de la capacidad diaria del oleoducto por el cual se pretenda transportar el crudo de la propiedad de la Nación.

A su vez, este mismo Decreto en su artículo 202 nuevamente hace referencia al derecho de preferencia, estableciendo que el Gobierno puede hacer uso del derecho de preferencia en caso de que quiera recibir sus regalías en el campo de producción y transportarlas por su cuenta al terminal marítimo del oleoducto, u otro punto intermedio. Específicamente este artículo establece lo siguiente:

“Artículo 202. En los oleoductos de uso privado la fijación y revisión de las tarifas de transporte a que se refieren los artículos 56 y 57 tienen por objeto garantizarle al Gobierno un costo equitativo para el transporte de su propio petróleo en el caso de que quiera hacer uso del derecho de recibir sus regalías en el campo de producción y transportarlas por su cuenta al terminal marítimo del oleoducto, o al otro punto intermedio del oleoducto donde pueda necesitarlas, haciendo uso del derecho de preferencia establecido en el artículo 45, así como

para el transporte del petróleo de terceros en el caso contemplado en el artículo 47. Tratándose de oleoductos de uso público, la fijación y revisión tienen el mismo objeto indicado en el inciso anterior y, además, el de garantizarles a los explotadores particulares que quieran servirse de tal oleoducto un transporte equitativo de su petróleo”.

Así las cosas, el Código de Petróleos ha establecido que el Gobierno puede hacer uso del derecho de preferencia en el caso que pretenda hacer uso del derecho de recibir sus regalías en el campo de producción y transportarlas por su cuenta al terminal marítimo del oleoducto, o al otro punto intermedio del oleoducto.

B. Resolución 181258 de 2009

La Resolución 72145 de 2014 define el derecho de preferencia, basado en el Artículo 196 del Código de Petróleos, como la facultad que tiene el Gobierno para transportar crudos de propiedad de la Nación, de la siguiente manera:

“20. Derecho de Preferencia. Facultad que tiene el Gobierno Nacional y ejerce a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, o de quien esta designe, sobre la capacidad del oleoducto a la cual se refiere el artículo 196 del Código de Petróleos como aquella con la cual se ha calculado y construido según sus características, en concordancia con el artículo 45 ibídem. Para el caso de oleoductos de uso público corresponde al transporte de todo el crudo de propiedad de la Nación y para los oleoductos de uso privado será el crudo procedente de las regalías correspondientes a la producción servida por el oleoducto. El derecho de preferencia será hasta del veinte por ciento (20%) de la capacidad con que fue calculado y construido el oleoducto de que se trata según sus propias características”.

Considerando esta definición, el desarrollo reglamentario del transporte de crudos reitera las disposiciones del Código de Petróleos respecto del derecho de preferencia. La diferencia radica en que en los oleoductos de uso público, el derecho de preferencia se puede utilizar para los crudos de propiedad de la Nación sin importar si son o no provenientes de regalías, mientras que para los oleoductos de uso privado, la preferencia se limita al crudo proveniente de regalías.

C. Ley 1682 del 2013

La Ley 1682 del 2013, por medio de la cual “Se adoptan medidas y disposiciones para los proyectos de infraestructura de transporte y se conceden facultades extraordinarias” reguló el derecho de preferencia de acceso a puertos marítimos y fluviales.

En esta ley se estableció un derecho de preferencia de acceso a todos los puertos marítimos y fluviales de uso público y privado existentes que cuenten con las facilidades y autorizaciones o permisos legales requeridos para la importación y exportación de hidrocarburos de regalías y de propiedad de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Este derecho de preferencia consiste en garantizar de manera prioritaria el acceso y uso del 20% de la capacidad portuaria instalada. De la misma manera, se estipuló un derecho de atención prioritaria para la prestación de servicios portuarios cuando la carga a transportar sean hidrocarburos de regalías y de propiedad de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), previa solicitud por parte del Estado, con antelación no menor a treinta (30) días calendario.

En los nuevos contratos de concesión portuaria se entiende como pactado el derecho preferencial para los hidrocarburos de regalías y de propiedad de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Este derecho se consagra a favor de la entidad estatal encargada de la administración de los recursos hidrocarburíferos de la Nación, o a quien ésta designe.

D. Resolución 72145 de 2014

La Resolución 72145 del 2014 retoma la definición de la Resolución 181258 y define el Derecho de Preferencia como la “Facultad que tiene el Gobierno Nacional y ejerce a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, (ANH), o quien haga sus veces, sobre la capacidad del oleoducto a la cual se refiere el artículo 196 del Código de Petróleos como aquella con la cual se ha calculado y construido según sus características, en concordancia con el artículo 45 ídem. Para el caso de oleoductos de uso público corresponde al transporte de todo el crudo de propiedad de la Nación y para los oleoductos de uso privado será el crudo procedente de las regalías correspondientes a la producción servida por el oleoducto. El derecho de preferencia será hasta del veinte por ciento (20%) de la capacidad de diseño o capacidad transportadora”(Art. 2, numeral 25).

A su vez, esta Resolución define la capacidad del derecho de preferencia de la siguiente manera:

- “Para un periodo determinado, es aquella parte de la capacidad efectiva a la cual tiene derecho la Nación, para transportar sus crudos correspondientes al derecho de preferencia” (Art. 2, numeral 9).

Se debe tener presente que cuando esta Resolución define Oleoducto de Uso Privado establece que el Gobierno Nacional, a través de la ANH o quien haga sus veces, tendrá el derecho de preferencia por los crudos procedentes de las regalías.

“(…) El Gobierno Nacional, a través de la ANH o quien haga sus veces, tendrá el derecho de preferencia por los crudos procedentes de las regalías correspondientes a la producción servida por el oleoducto de que se trata, hasta el veinte por ciento (20%) de la capacidad transportadora diaria del respectivo oleoducto. En todo caso, el Gobierno deberá pagar el acarreo de acuerdo con las tarifas vigentes al tiempo de efectuarlo”.

Considerando lo anterior, el desarrollo reglamentario del transporte de crudos reitera las disposiciones del Código de Petróleos respecto del derecho de preferencia.

E. Derecho de Preferencia en los Descargaderos

El derecho de preferencia para el acceso del crudo de regalías en los descargaderos no está claramente definido en la regulación analizada. Por un lado, el derecho de preferencia, según lo establecido en artículo 45 del Código de Petróleos, establece que (i) el Gobierno tendrá un derecho de preferencia para el acarreo de sus crudos; (ii) que este acarreo está limitado al 20% de la capacidad diaria del oleoducto, de acuerdo con el artículo 196; y (iii) que tratándose de oleoductos privados, la prerrogativa sólo puede ser ejercida por el Gobierno cuando este crudo provenga del pago de regalías.

En consecuencia, el Código de Petróleos únicamente limitó el ejercicio del derecho de preferencia sobre los oleoductos, de acuerdo con los artículos 45 y 196.

Ahora bien, el Ministerio de Minas y Energía en la Resolución 72145 de 2014 definió Oleoducto de la siguiente manera:

“Todas las instalaciones físicas necesarias para el transporte de crudo fiscalizado desde los nodos de entrada hasta los nodos de salida incluyendo, entre otros, la tubería, las unidades de bombeo, las estaciones de medición, los sistemas de control y los tanques que se usan para la operación del oleoducto”.

Considerando esta definición, se entendería que hacen parte del oleoducto todas las facilidades para el transporte de crudo fiscalizado desde los nodos de entrada hasta los nodos de salida. No obstante lo anterior, se debe tener en cuenta que, como los descargaderos en Colombia son construidos por empresas que pueden ser o no propietarias del oleoducto, puede existir una separación entre el operador del oleoducto y el operador del descargadero.

Así las cosas, no hay claridad regulatoria para poder determinar que el Gobierno pueda ejercer su prerrogativa sobre los descargaderos, dado que se puede interpretar que estas facilidades no hacen parte del oleoducto en atención al hecho que quien las opera y sus propietarios pueden ser empresas distintas al operador y los propietarios del oleoducto.

Así mismo los descargaderos no cuentan con una regulación tarifaria como sí la tienen los oleoductos, hecho que genera otra interpretación según la cual se entiende que el descargadero no hace parte del oleoducto teniendo en cuenta su libertad tarifaria.

Considerando estas diferentes interpretaciones, recomendamos elevar consulta al Ministerio de Minas y Energía para que defina si el derecho de preferencia es aplicable a los descargaderos.

Derecho de Preferencia para el Transporte de Diluyente

El Ministerio de Minas y Energía no ha reglamentado el tema o establecido diferencia alguna entre el crudo de regalías y las mezclas que se utilizan para el acarreo de crudo. En ese sentido, el diluyente o el crudo que se utilice para hacer mezclas y transportar el crudo de regalías no podrá ser considerado como crudo de regalías.

Adicionalmente, si se tiene en cuenta que el derecho de preferencia existe en la medida en que haya recaudo en especie por parte de la ANH y que este derecho se aplica a un porcentaje de los volúmenes producidos en el respectivo campo. Se estima que el diluyente no podría considerarse como crudo de regalías para efectos del derecho de preferencia ya que no hace parte de los hidrocarburos producidos en el campo, o que, aun siendo producidos en el campo no corresponden al concepto de regalías.

A manera de resumen, el análisis del marco regulatorio deja las siguientes conclusiones:

- El derecho de preferencia está limitado al 20% de la capacidad diaria del oleoducto por el cual se requiera transportar el crudo de la Nación.
- En los oleoductos de uso público se puede utilizar el derecho de preferencia para transportar crudos propiedad de la Nación, sin importar si son o no provenientes de regalías, mientras que para los oleoductos de uso privado este 20% se limita al crudo proveniente de regalías.
- El Código de Petróleos no establece claramente que el derecho de preferencia sea aplicable en descargaderos de petróleo. Ni el Código de Petróleos, ni ninguna otra ley imponen una obligación a los demás agentes de la cadena de downstream a favor del Gobierno para el transporte del crudo de su propiedad. No existe una previsión legal que

sancione a los particulares en caso de que se negaran a cargar el crudo de la Nación en descargaderos.

- No está claramente establecido en la regulación la aplicación del Derecho de Preferencia al diluyente utilizado para el transporte de crudos pesados.

3.4.2 **Contrato de Mandato**

Existen diferentes figuras contractuales a través de las cuales la Agencia Nacional de Hidrocarburos puede suscribir el contrato de comercialización de regalías. Actualmente se ha establecido con Ecopetrol un Contrato de Compra Venta en Boca de Pozo. No obstante, teniendo en cuenta la importancia de garantizar el Derecho de Preferencia y a solicitud de la ANH, se ha analizado la opción de suscribir un contrato de Mandato⁷. Para ello se han analizado los beneficios y riesgos que diferencian cada una de las opciones.

Contrato de Compra Venta:

- La comercialización a través de terceros consiste en la venta y entrega del crudo por parte de la ANH para su comercialización.
- El artículo 16 de la Ley 1530 de 2012 dispone que cuando las regalías se paguen en especie, el Gobierno reglamentará la metodología, condiciones y términos que garanticen el adecuado flujo de recursos al SGR
- El Decreto 714 de 2012 establece que es función de la ANH administrar las regalías y podrá disponer de dicha participación mediante la celebración de contratos u operaciones de cualquier naturaleza.
- En virtud de esta venta y entrega, el tercero se obliga a recaudar, recibir, adquirir y pagar en los términos señalados en el contrato
- La comercialización a través de terceros se puede estructurar como una compraventa en boca de pozo con transferencia de propiedad en el punto de fiscalización de cada campo.
- A partir de la entrega del crudo en el punto de venta, la ANH no asumirá ningún riesgo por este crudo y el título y el riesgo sobre él pasarán de la ANH al comprador.

Contrato de Mandato

- El mandato tendrá como objeto el manejo, transporte y la comercialización del crudo de regalías por un tercero
- Con el mandato la ANH podrá conocer el valor que están pagando los compradores por el crudo
- A este valor se le deberá descontar los costos de transporte, manejo y comercialización que sean compatibles con la resolución de fijación de precios
- Dentro de los costos de transporte que deben incluir el transporte por carro-tanque de campos no conectados.

⁷ En todo caso es importante anotar que es recomendable suscribir tanto el contrato de mandato como el de compraventa, con el fin que en ningún momento se considere que la ANH es la que está comercializando de manera directa en el mercado nacional o internacional. Por ello se prevé que en el momento previo a la comercialización el Mandatario adquiera la propiedad plena sobre el hidrocarburo para que lo comercialice en nombre y por cuenta propia

- La custodia de los hidrocarburos de regalías está a cargo del mandatario desde que le son entregados por el operador de cada campo.
- La propiedad del crudo de regalías se transfiere en el Puerto (FOB) y la ANH no asume ningún riesgo por transporte o pérdidas ya que se trasladan contractualmente

La ventaja más importante del Contrato de Mandato es que se garantiza el derecho de preferencia para el transporte de crudo de regalías. Preocupa la desventaja relacionada con los riesgos asumidos por la ANH. La figura a continuación detalla las ventajas y desventajas del contrato en consideración.

Figura 34: Ventajas del Contrato de Mandato

Contrato de Mandato	
Mandato	
Ventajas	Desventajas
Garantiza el derecho de preferencia del crudo de regalías para el acceso a los oleoductos y puertos	La ANH deberá tener un equipo de control de costos para verificar los costos que presente el tercero privado.
El esquema permite que la ANH conozca los precios a los cuales se está vendiendo el crudo en el exterior, lo cual desde el punto de vista legal le otorga mayor transparencia al esquema.	La ANH deberá vigilar y controlar los campos que están en producción como el cumplimiento del mandato.
El esquema permite que la ANH haga control sobre los costos que reporta el tercero comercializador respecto del transporte y manejo del crudo.	Los riesgos relacionados con la pérdida del crudo por eventos de fuerza mayor (atentados terroristas) están en cabeza de la ANH.
Se elimina el riesgo de la ANH de pérdida del crudo desde que es entregado en el campo hasta el puerto de exportación.	Las contingencias ambientales que se generen en el transporte del crudo estarán en cabeza de la ANH por ser el propietario

Fuente: Prieto & Carrizosa

Algunos de los riesgos del Contrato de Mandato se podrían transferir al Mandatario o a un tercero que actúe como comercializador, no obstante no todos los riesgos son transferibles según lo revela el mapa de riesgos presentado a continuación.

Figura 35: Mapa de Riesgos Contrato de Mandato

Riesgos	Mitigación
Cualquier daño que se genere en el transporte que afecte el crudo desde la boca de pozo hasta el puerto de exportación debe ser asumido por la ANH.	Contractualmente se puede establecer que el mandatario es responsable de cualquier daño que afecte el crudo desde la boca de pozo hasta el puerto ya que es el encargado del transporte y el manejo del crudo.

Riesgos	Mitigación
Cualquier pérdida del crudo durante el transporte, diferente de fuerza mayor, es asumido por la ANH.	Contractualmente se puede establecer que el mandatario es responsable de cualquier pérdida que se presente durante el transporte.
Los riesgos relacionados con la pérdida del crudo por eventos de fuerza mayor o eventos eximentes (ataentados terroristas) están en cabeza de la ANH.	Contractualmente se puede pactar que se transfieren los riesgos derivados de la fuerza mayor al mandatario.
Las contingencias ambientales que se generen en el transporte del crudo estarán en cabeza del transportador del crudo contratado por el mandatario.	Contractualmente se puede pactar que el transportador y el mandatario sean responsables de las contingencias ambientales, lo que le permite a la ANH repetir en contra del mandatario por cualquier reclamo derivado de una contingencia ambiental, sin embargo es probable que la ANH sea vinculada por la autoridad ambiental a los procesos de responsabilidad por daño ambiental.
La ANH asume los riesgos reputacionales derivados de cualquier contingencia ambiental, al ser el propietario del crudo.	Si el crudo de regalías no ha sido segregado para su transporte, el principal riesgo reputacional recaerá sobre los propietarios de la mayor parte del crudo transportado
La ANH al ser la propietaria del crudo puede ser responsable por responsabilidad civil extracontractual.	Contractualmente se puede establecer una indemnidad del mandatario a favor de la ANH, sin embargo la ANH puede ser vinculada a los procesos adelantados por terceros.

Fuente: Prieto & Carrizosa

3.4.3 **Obligaciones de Abastecimiento interno**

La Agencia Nacional de Hidrocarburos establece que, en el contrato de compra venta actual, un porcentaje máximo del volumen de crudo de Regalías se puede dedicar a Refinación doméstica. Consideramos importante ahondar sobre la obligación que tiene la Agencia de abastecer al refinador nacional y bajo qué condiciones se consideraría una obligación de abastecimiento interno.

Los Artículos 58 y 215 del Código de Petróleos establecen, para contratistas de E&P, la obligación de vender los crudos requeridos para refinación destinada a abastecimiento interno.

Artículo 58. “La refinación de petróleo es libre dentro del territorio nacional. Los concesionarios de explotación atenderán de preferencia las necesidades del país, debiendo ofrecer en venta, cuando el consumo de derivados de petróleo lo exija, la materia prima necesaria para atender dicho consumo, de acuerdo con la reglamentación que haga el Gobierno (...).”

Artículo 215. “Cuando las regalías, percibidas en especie por el Gobierno, no fueren suficientes para abastecer el consumo interno de derivados del petróleo, previa solicitud del Gobierno, los contratistas de exploración y explotación estarán obligados a ofrecer en venta

una cantidad tal, que sumada a la regalía, no exceda durante cualquier mes del 50% de la producción de la concesión. Pero cada contratista tendrá derecho a impugnar a dicha cantidad el petróleo crudo que esté destinando directa o indirectamente, a la refinación dentro del país para atender a las necesidades del consumo interno”.

La preferencia en la venta del crudo de refinación está limitada a que (i) el crudo percibido por concepto de regalías no fuere suficiente para atender la demanda de derivados del petróleo; y (ii) que exista una solicitud del Gobierno.

La disposición anterior, si bien no es clara en lo referente a la obligación del Estado de garantizar el abastecimiento de las refinerías, permite inferir que la ANH tiene la obligación de destinar las regalías percibidas en especie para abastecer el consumo interno de derivados del Petróleo, cuando sea necesario. De otro lado, la norma también permite inferir que si el consumo interno está asegurado sin necesidad de destinar las regalías a la refinación interna, no hay obligación de destinar el crudo de regalías a tal actividad, puesto que lo que se establece es el derecho del Gobierno de adquirir parte del petróleo producido por los productores para atender la demanda de la refinería si el crudo de regalías no es suficiente.

De esta manera, cuando el refinador tenga la necesidad de destinar crudo de regalías para abastecer su refinería y satisfacer la demanda interna (es decir cuando demuestre que no cuenta con volúmenes en el mercado o propios para abastecer su refinería), deberá solicitar a la ANH el crudo de regalías que requiera. Así mismo, la ANH deberá reglamentar la forma en que los refinadores que requieran del crudo de regalías harán exigible esta obligación.

Es importante tener en cuenta que las disposiciones respecto de la destinación del crudo de regalías sólo aplican para las regalías que son recaudadas en especie y que en el caso en que las regalías sean recaudadas en dinero, las disposiciones del Código de Petróleos antes mencionadas no son aplicables.

La Resolución 181709 de 2003 dicta disposiciones en materia de precios del petróleo crudo destinado a la refinación para el abastecimiento interno. Dicha Resolución establece que el petróleo crudo de producción nacional que le corresponda a los explotadores de hidrocarburos en desarrollo de contratos de exploración y explotación y que se destine a la refinación para el abastecimiento interno, se pagará tomando como base el precio internacional de exportación de crudos en términos FOB, puerto colombiano, con aplicación del Precio Internacional de Referencia establecido como se indica en el artículo siguiente.

“El Precio Internacional de Referencia corresponderá al promedio aritmético de la cotización diaria del crudo WTI, en dólares de los Estados Unidos de América, "prompt month" del valor "Nymex Settlement" para el mes en que se produzcan las entregas, entendiéndose que las entregas son continuas y, en caso de que sean por baches, será el promedio ponderado de las cotizaciones en las fechas de entrega, según la publicación del Plats Crude Oil Market Wire. Para cada crudo en particular, el precio sólo variará dependiendo de la calidad medida en su ASSAY (grados API y porcentaje de Azufre (%S)) y de los contenidos en porcentaje (%) de agua, sedimento en el crudo y sal”

Cuando en las cláusulas contractuales relativas al precio de los crudos se haga referencia a la aplicación de las disposiciones legales o las reglamentaciones vigentes, o las que las reemplacen,

se entenderá que deben aplicarse las disposiciones contenidas en los artículos 1 y 2 de la Resolución 181709 de 2003.

En los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos a suscribir y/o en los de compra de crudos que a partir de la fecha de vigencia de esta Resolución suscriba ECOPETROL S.A, se establecerá en forma expresa como cláusula del respectivo contrato la aplicación de los precios en la forma establecida en esta Resolución.

Así las cosas, debe entenderse que la función del Ministerio de Minas y Energía, en virtud de esta disposición, sólo se circunscribe a determinar el precio a quienes producen crudo en el país y deban vender su producción cuando se requiera para destinarla a refinación. Pero no hay referencia a las funciones del Ministerio para determinar el valor del crudo de regalías que se debe destinar a refinación interna.

Por su parte, el Decreto 3683 de 2003 (modificado por el Decreto 139 de 2005), en su artículo 23 estableció que a partir del primero de febrero de 2004 y con criterios de autoabastecimiento energético y de uso racional y eficiente de la energía, el petróleo crudo (y/o sus mezclas) que se explote en el territorio nacional y que se destine para consumo interno, solamente podrá ser utilizado para refinación⁸. Así mismo, se estableció que los refinadores comprarán el petróleo crudo (y/o sus mezclas) que se explote en el territorio nacional y que se destine para consumo interno, a precios de referencia internacional acordados entre las partes.

Adicionalmente, el Decreto 714 de 2012 (modificado por el Decreto 2880 de 2013) también hace referencia al abastecimiento interno, así:

Funciones generales de la ANH:

“(…) 13. Adelantar las acciones necesarias para el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos.

14. Fijar los volúmenes de producción de petróleo de concesión que los explotadores deben vender para la refinación interna.

15. Fijar el precio al cual se debe vender el petróleo crudo de concesión destinado a la refinación interna para el procesamiento o utilización en el país, y el gas natural que se utilice efectivamente como materia prima en procesos industriales petroquímicos cuando sea del caso. (…)”.

Según esta disposición y lo dispuesto en el artículo 215 del Código de Petróleos, se debe entender a la ANH como la entidad responsable de reglamentar los mecanismos a través de los cuales se materializa la obligación del Estado de destinar el crudo de regalías para refinación interna, cuando éste sea necesario; la Agencia puede hacer uso de lo previsto en la Resolución 181709 de 2003 como referencia para la fijación de precios.

⁸ El decreto 3683 consideró que dicha restricción no aplica para crudos y/o mezclas de crudos con calidad igual o inferior a 14 ° API, excepto en lo relacionado con el contenido de azufre de que trata el artículo 1o del Decreto 2107 del 30 de noviembre de 1995, o la norma que lo aclare, modifique o derogue. Toda persona natural o jurídica que se encuentre interesada en la comercialización de dicho crudo y/o las mezclas que lo contengan, deberá solicitar autorización al Ministerio de Minas y Energía y cumplir respecto de su almacenamiento, manejo y distribución, las disposiciones contenidas en los Decretos 283 de 1990 y 353 de 1991, o las normas que los aclaren, modifiquen o deroguen

Finalmente, los contratos E&P de la ANH para las Rondas 2010, 2012 y 2014, establecen que cuando un contratista sea requerido para vender su crudo para atender las necesidades de refinación, los precios se calcularán en la forma establecida en la Resolución 181709 de 2003.

Cláusula 36 de los contratos de la Ronda 2010 y 2012. “PRECIOS PARA ABASTECIMIENTO INTERNO: Cuando EL CONTRATISTA sea requerido para vender su crudo para atender las necesidades de refinación para el abastecimiento interno, los precios se calcularán con base en el precio internacional, en la forma establecida en la Resolución 181709 del 23 de diciembre de 2003 proferida por el Ministro de Minas y Energía, o en cualquier disposición legal o reglamentaria que la modifique o sustituya”.

Cláusula 28.8 de la minuta de la Ronda 2014. “Precios para Abastecimiento Interno: Cuando el Contratista (Individual o Plural) sea requerido para vender el crudo de su propiedad, con el fin de atender las necesidades de refinación para el abastecimiento interno, los precios correspondientes han de calcularse con base en el precio internacional de los Hidrocarburos, en la forma establecida en la Resolución N° 18 1709 del 23 de diciembre de 2003, del Ministro de Minas y Energía, o en la disposición legal, reglamentaria o regulatoria que la modifique, adicione o sustituya (...)”

De análisis de todo el marco regulatorio se derivan los siguientes mensajes:

- La ANH no tiene, per se, una obligación de vender crudo proveniente de las regalías para el abastecimiento de las refinerías colombianas
- Los refinadores en Colombia tienen el derecho a solicitarle a la ANH la venta de crudo de regalías para abastecer sus refinerías, siempre que (i) demuestren que no cuentan con crudo propio para tal fin, (ii) demuestren que no existe crudo en el mercado suficiente para abastecer la refinería, es decir, que hay una situación de desabastecimiento en el país y (iii) los productos de la refinación son destinados a consumo interno
- No existe una regulación del precio aplicable al crudo de regalías que se venda a los refinadores en Colombia, teniendo sólo la obligación de cobrar un precio de mercado por el mismo, puesto que todo precio inferior al mismo genera un menor valor del giro al sistema general de regalías

La función de garantizar el abastecimiento de crudo para la refinación con destino al mercado interno es del Gobierno y actualmente en cabeza de la ANH en virtud del Decreto 714 de 2012, en cuyo caso, y frente a una situación de desabastecimiento de crudo invocada por los refinadores colombianos y analizada y aceptada por el Gobierno, sí se destinarían en primera instancia las regalías percibidas por la ANH en especie para el abastecimiento de las refinerías y luego ejercería el derecho de comprar crudo de los productores en los términos de las normas vigentes sobre la materia

3.5 Análisis Administrativo

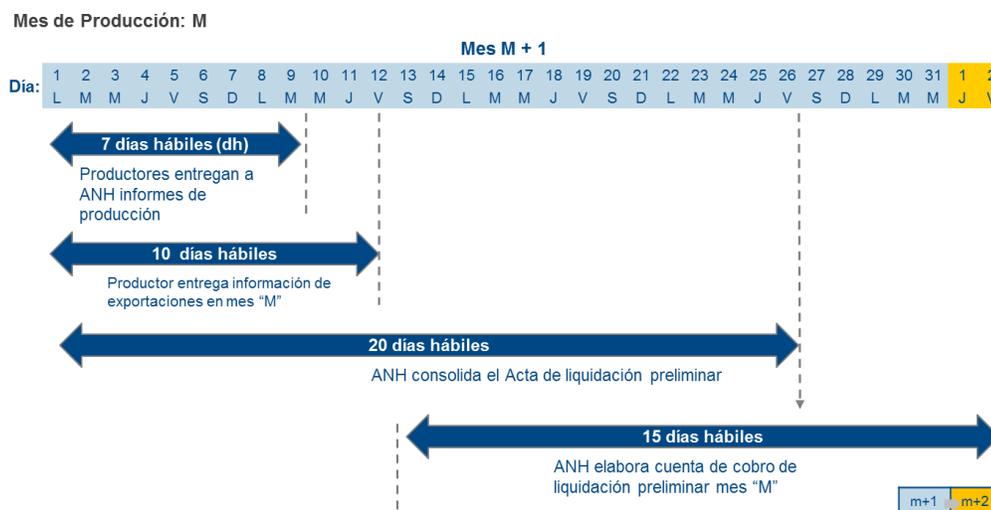
El análisis administrativo del esquema de comercialización actual se enfocó en la identificación de las implicaciones o dificultades para la ejecución y administración del actual contrato de Compra Venta con Ecopetrol mediante entrevistas, análisis de reportes y tiempos para las liquidaciones de venta de crudo y giro de regalías

El ciclo de recaudación y liquidación de regalías que administra la ANH se puede analizar desde dos puntos de vista: 1) tiempos para el reporte de información por parte de los operadores de los

campos productores y 2) tiempos establecidos en el contrato de compra venta con Ecopetrol para el reporte de la información del precio Net Back de cada campo.

Desde el punto de vista de los productores, como se observa en la siguiente figura, la ANH en el mes M+1 recibe los reportes de producción de los operadores, la información de las exportaciones de crudo y con dichos insumos prepara el acta de liquidación preliminar.

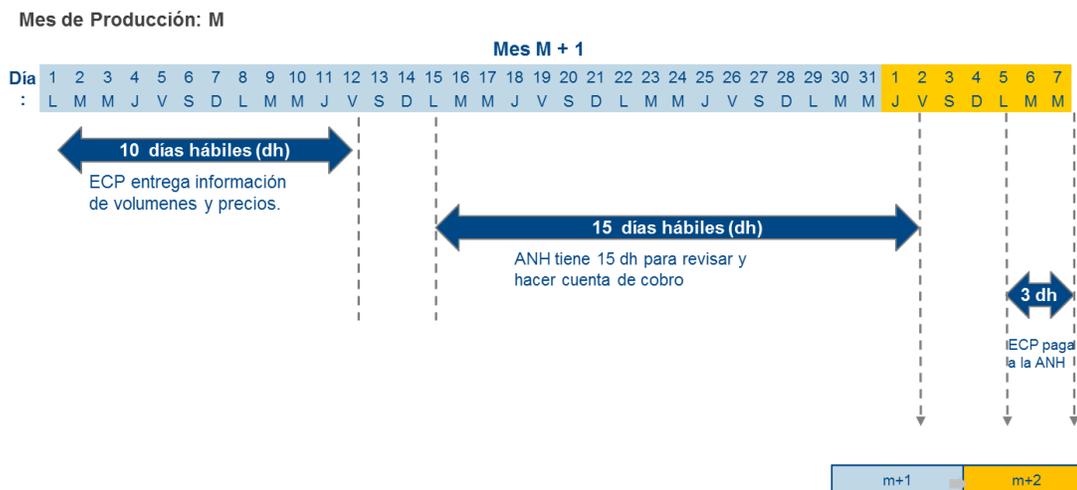
Figura 36: Cronograma de Reportes - Operadores



Fuente: ANH. Análisis Arthur D. Little

Desde el punto de vista del cronograma de pagos establecido en el contrato de Compra Venta con Ecopetrol, en la figura 36 se resumen los tiempos de liquidación y pago. De esta forma Ecopetrol le reporta la información de costos por campo los 10 primeros días hábiles del mes para que la ANH con dichos insumos revise y elabore la cuenta de cobro de la liquidación preliminar la cual es entregada los primeros días del mes M+2. Una vez radicada la factura, Ecopetrol tiene tres días hábiles para el pago de la misma a la ANH

Figura 37: Tiempos de Liquidación y Pago – Contrato de Compra Venta Ecopetrol



Fuente: ANH. Análisis Arthur D. Little

Adicionalmente la ANH informa al Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el DNP dentro de los dos primeros días hábiles siguientes al mes de recaudo, las transferencias efectuadas el mes inmediatamente anterior.

El ciclo de liquidación de regalías se cierra con las liquidaciones trimestrales definitivas las cuales se realizan dentro de los 35 días hábiles siguientes al último mes del trimestre a liquidar y donde se registra cualquier ajuste de precios, deducciones o volúmenes a que haya lugar.

Como parte del análisis de los procesos administrativos se han identificado algunas condiciones que dificultan la ejecución y administración eficiente del contrato de compra-venta de crudo y la liquidación de regalías:

- **Tiempos del Contrato ECP vs. Giro Regalías**
 - El esquema actual de liquidación con Ecopetrol requiere de estimaciones parciales de precios de venta, lo que genera balances mensuales de déficits o superávits al cierre de las liquidaciones definitivas de regalías trimestrales. Este tipo de ajuste genera dificultades en la administración del Contrato porque la ANH, una vez hace el giro de los recursos mensuales a las entidades estatales beneficiarias no cuenta con ningún capital que le permita balancear los saldos al cierre de los trimestres.
 - El precio de la canasta de crudo de referencia es el promedio de venta de todos los crudos del país por lo tanto mientras recibe el total de la información de los precios promedio del crudo exportado por los productores colombianos se puede dar lugar a discrepancias en la facturación estimada
- **Control**
 - Ecopetrol reporta con frecuencia cambios en las estimaciones de costos asociados a la comercialización del crudo exportado o destinado a refinación. El ajuste continuo a los reportes genera re-trabajos en las liquidaciones de regalías mensuales y trimestrales que debe procesar la ANH.
 - La metodología actual de cálculo del precio de venta en Boca de Pozo genera una alta volatilidad en los recursos que se transfieren mes a mes a las entidades beneficiarias dado a que las formulas dependen de múltiples variables operativas y de mercado. Esto genera mucha incertidumbre a las entidades beneficiarias que dependen en gran medida de los recursos de regalías para la ejecución de proyectos propios.
- **Reportes de Liquidación ECP**
 - Los reportes de precios y costos se realizan bajo un sistema basado en hojas de cálculo que complejiza su revisión y seguimiento. La ANH requiere realizar una revisión manual mensual de la información reportada por Ecopetrol. Esto implica una inversión de tiempo significativa para el personal de la ANH y un alto riesgo por la debilidad de las herramientas de control.
 - La ANH tiene limitaciones de información para auditar información reportada por los operadores o el comercializador y por lo tanto es difícil establecer la razonabilidad de algunos cargos presentados por los mismos
 - En general, se observa la necesidad de fortalecer los mecanismos de automatización y las herramientas analíticas para la revisión de las liquidaciones de regalías
- **Cláusulas del Contrato Actual**
 - El contrato actual de Compra Venta con Ecopetrol no contempla procesos de liquidación mensual parcial y trimestrales definitivos lo cual es una práctica actual en la ANH

Análisis de volúmenes por derechos económicos

Además de administrar los volúmenes de petróleo recaudados por concepto de Regalías, la Agencia Nacional de Hidrocarburos tiene la facultad sobre otros volúmenes derivados de Derechos Económicos establecidos en los Contratos de Exploración y Producción. Actualmente los volúmenes por Derechos Económicos que recibe la ANH se recaudan en dinero, no obstante es importante evaluar si este producido puede ser recaudado en especie y ser incluido en el mismo esquema de comercialización de regalías.

Como se observa en la siguiente figura, la ANH recibe ciertos volúmenes por cuenta de sus Derechos Económicos en la producción y participación por precios altos.

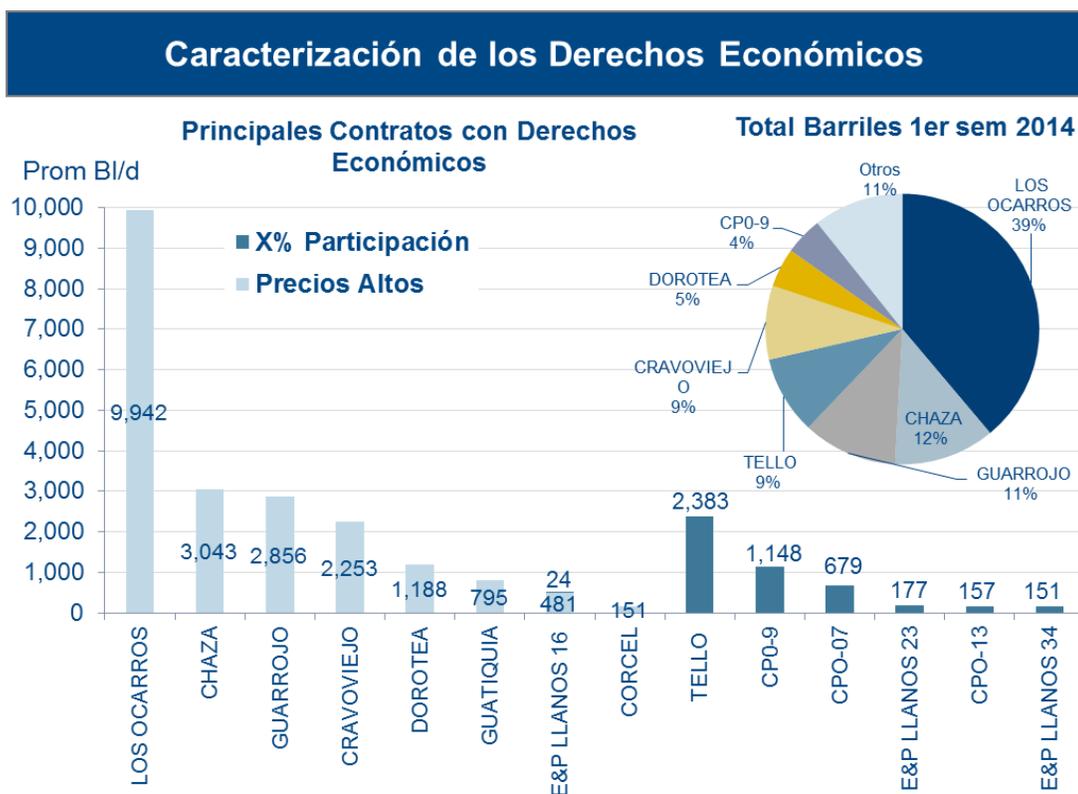
Figura 38: Derechos Económicos ANH

<p>Participación en la Producción Factor X (Volumen)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Derecho económico considerado como criterio de adjudicación en los contratos E&P derivados de procesos competitivos ■ Su porcentaje está condicionado a la oferta de los operadores. 	<p>CONTRATOS LIQUIDANDO FACTOR X 2013-2014: CUMBRE -LLA20, PENDARE-CPO-13, CELEUS LLA17, KONA LLA16, LLANOS58, HAMACA CPE-6, TORMENTO LLA19, CPO-6 PTO GAITAN (TECPETROL, PROD 2013), CPO-7 ATARRAYA, DORCAS (HOCOL, PROD 2013), LLA16 (SULAWESI), CEPCOLSA LLA-22</p>
<p>Participación En Precios Altos (Volumen)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Cuando la producción acumulada de hidrocarburos líquidos del Área Contratada supere los cinco (5) MMbbls y cuando el precio del crudo marcador de referencia supere el Precio Base Po, EL CONTRATISTA entrega a la ANH, una participación en la producción neta de regalías. ■ Dependiendo la ronda de negociación del Contrato existen diferentes versiones de la cláusula que define los volúmenes correspondientes 	<p>CONTRATOS LIQUIDANDO FACTOR X 2013-2014 DOROTEA, CRAVOVIEJO (CARRIZALES) PACIFIC, GUARROJO (HOCOL), CHAZA (GRANTIERRA), GUATIQUIA, CORCEL, LLA-16 PAREX, LAS MARACAS (LOS OCARROS/PTA)</p>
<p>Derechos por Concepto de Uso del Subsuelo</p>	<p>Por cada fase durante el período de exploración, EL CONTRATISTA reconocerá y pagará a LA ANH un derecho cuyo valor será en dólares de los Estados Unidos de América, el que resulte de multiplicar el número de hectáreas y fracción de hectárea del Área Contratada, excluidas las Áreas de Producción. NO APLICA para el presente análisis.</p>	

Fuente: ANH. Análisis Arthur D. Little

Durante el 2014, la ANH ha recibido un promedio de 25,535 bld por derechos económicos correspondientes a 770,000 barriles mensuales. El 89% de los derechos económicos se derivan de siete contratos entre los cuales Los Ocarros es el de mayor importancia. Los derechos económicos se han generado principalmente a partir de la cláusula de pagos por Precios Altos establecida en los Contratos de E&P como se observa en la siguiente figura.

Figura 39: Caracterización Derechos Económicos ANH



Fuente: ANH. Análisis Arthur D. Little

Se prevé que los volúmenes de Derechos Económicos crezcan sustancialmente a medida que se incorporen más campos productivos bajo contratos de E&P. Se ha identificado que bajo dichos contratos, no existe claridad con respecto a las fórmulas para la liquidación y giro de los derechos económicos en dinero. Esta situación genera dificultades a la ANH durante la administración y el seguimiento a las liquidaciones de los operadores dado que no hay cláusulas específicas con respecto a la metodología de cálculo del precio de liquidación y los costos de logística deducibles para la estimación del precio Boca de Pozo.

La mayoría de la producción por Derechos Económicos se recauda en dinero excepto por el campo Tello que lo comercializa ECP bajo el contrato de Compra Venta de regalías. El análisis de las liquidaciones del primer trimestre del 2014 indica que existen grandes variaciones (a favor y en contra) en los precios utilizados durante la liquidación de derechos económicos en comparación al precio de regalías de los mismos campos. Estas desviaciones pueden obedecer a diferencias en los precios reales de exportación FOB (versus la fórmula del contrato de regalías) o, a diferencias en las deducciones de costos de transporte y logística para algunos campos.

Algunos operadores han liquidado los volúmenes de derechos económicos utilizando el mismo precio de liquidación de regalías. Por ejemplo Hupecol, Pacific y Cepcolsa reportan el precio exacto de liquidación de regalías de ECP como se observa en la siguiente tabla.

Figura 40: Liquidación Derechos Económicos ANH – Factor X

HAMACA CPE-6 (PRE)	DERECHOS ECON.	LIQ. ECOPETROL
ENERO	71.61	71.61
FEBRERO	71.54	71.54
MARZO	74.74	74.74

LLANOS-58 (TECPETROL)	DERECHOS ECON.	LIQ. ECOPETROL
ENERO	80.97	80.97
FEBRERO	86.82	86.82
MARZO	88.50	88.50

RAMIRIQUI LLA-22 (CEPCOLSA)	DERECHOS ECON.	LIQ. ECOPETROL
ENERO	89.69	89.69
FEBRERO	87.85	87.85
MARZO	91.42	91.42

Fuente: ANH. Análisis Arthur D. Little

Así mismo, algunos operadores han liquidado los derechos económicos por un Factor X de producción a un precio mayor en comparación con el precio de regalías del primer trimestre del 2014:

Figura 41: Liquidación Derechos Económicos ANH – Factor X

KONA LLA-16 (PAREX)	LIQ. ECOPETROL	DERECHOS ECON.	Δ
ENERO	84,94	88,43	-3,49
FEBRERO	87,41	88,97	-1,56
MARZO	87,69	89,4	-1,71

PENDARE CPO-13 (TECPETROL/PETRONOVA)	LIQ. ECOPETROL	DERECHOS ECON.	Δ
ENERO	76,62	82,21	-5,59
FEBRERO	74,75	78,84	-4,09
MARZO	79,67	80	-0,33

CELEUS LLA-17 (PAREX)	LIQ. ECOPETROL	DERECHOS ECON.	Δ
ENERO	86,14	72,65	13,49
FEBRERO	75,93	77	-1,07
MARZO	86,08	85,98	0,1

CUMBRE LLA-20 (PAREX)	LIQ. ECOPETROL	DERECHOS ECON.	Δ
ENERO	84,01	86,94	-2,93
FEBRERO	86,22	86,28	-0,06
MARZO	86,41	91,71	-5,3

TORMENTO LLA-19 (PACIFIC)	LIQ. ECOPETROL	DERECHOS ECON.	Δ
ENERO	79,27	80,65	-1,38
FEBRERO	82,24	87,54	-5,3

Fuente: ANH. Análisis Arthur D. Little

Como se observa en la siguiente figura, en las liquidaciones de derechos por Precios Altos no se evidencia una tendencia marcada entre los precios liquidados vs regalías:

Figura 42: Liquidación Derechos Económicos ANH – Precios Altos

KONA LLA-16 (PAREX)	LIQ. ECOPETROL	DERECHOS ECON.	Δ
ENERO	84,94	88,22	-3,28
FEBRERO	87,41	83,91	3,5
GUATQUIA / YATAY (PACIFIC)	LIQ. ECOPETROL	DERECHOS ECON.	Δ
ENERO	88,92	75,8	13,12
FEBRERO	90,02	88,41	1,61
GUATQUIA / CANDELILLA (PACIFIC)	LIQ. ECOPETROL	DERECHOS ECON.	Δ
ENERO	85	75,8	9,2
FEBRERO	86,45	88,41	-1,96
DOROTEA B (NEW GRANADA)	LIQ. ECOPETROL	DERECHOS ECON.	Δ
ENERO	83,42	82,66	0,76
FEBRERO	83,91	85,08	-1,17
CORCEL A + C (PACIFIC)	LIQ. ECOPETROL	DERECHOS ECON.	Δ
ENERO	79,9	78	1,9
FEBRERO	82,48	93	-10,52
COSTAYACO, CHAZA / GRANTIERRA*	LIQ. ECOPETROL	DERECHOS ECON.	Δ
ENERO	89,09	82,59	6,5
FEBRERO	91,13	82,18	8,95

Fuente: ANH. Análisis Arthur D. Little

En general se puede observar que al no existir claridad en la metodología de liquidación de los derechos económicos se presentan altas variaciones y diferencias en los precios reportados por los operadores. La ANH podría hacer uso de su derecho de preferencia para el transporte de estos volúmenes y de esta manera gozaría de un mejor retorno económico.

Los volúmenes provenientes de derechos económicos cuentan con derecho de preferencia en los oleoductos públicos. El Decreto 1056 de 1953 estableció a favor del Gobierno una prerrogativa para el transporte del crudo de su propiedad,

“Artículo 45. Según el servicio a que estén destinados los oleoductos se dividen en oleoductos de uso público y en oleoductos de uso privado. (...)”

Todos los oleoductos de uso público serán considerados como empresas públicas de transporte. El Gobierno tendrá sobre ellos un derecho de preferencia para el acarreo de todos sus petróleos. En los oleoductos de uso privado tal preferencia está limitada a los petróleos procedentes de las regalías correspondientes a la producción servida por el oleoducto de que se trata. En todo caso, el Gobierno deberá pagar el acarreo de acuerdo con las tarifas vigentes al tiempo de efectuarlo.

El derecho de preferencia será hasta del veinte por ciento (20%) de la capacidad transportadora diaria del respectivo oleoducto”.

Según disposición del Código de Petróleos, el Gobierno tiene derecho de preferencia para el acarreo de todos sus petróleos sobre los oleoductos de uso público. Como consecuencia, el crudo

proveniente de regalías y el crudo derivado de derechos económicos deben estar cobijados bajo la misma medida.

Con base en el análisis de los volúmenes de Derechos Económicos se derivan las siguientes conclusiones:

- Los volúmenes por derechos económicos recolectados en especie por Precios Altos y el % de participación se estiman en cerca de 25,000 bl/día para el 2014. No obstante, se prevé que éstos crezcan sustancialmente a medida que entren en producción más campos bajo contratos de E&P
- En los Contratos E&P no hay claridad con respecto a las fórmulas para la liquidación y giro de los derechos económicos en dinero. Esta situación genera dificultades a la ANH para la administración y el seguimiento a la liquidación presentadas por los operadores
- El análisis preliminar de las liquidaciones del primer trimestre del 2014 indica que existen grandes variaciones (a favor y en contra) en los precios utilizados en liquidaciones de derechos económicos con respecto al precio de regalías de los mismos campos. Estas desviaciones pueden obedecer a diferencias en los precios reales de exportación FOB (versus la fórmula del contrato de regalías), o a diferencias en las deducciones de costos de transporte y logística para algunos campos
- Existe un valor económico asociado al derecho de preferencia que podrían tener los crudos de Derechos Económicos en oleoductos de uso público y puertos
- El recaudo combinado de los volúmenes de regalías y derechos económicos incrementaría la escala del negocio y podría hacer más atractivo el esquema de comercialización para Ecopetrol o para un tercero
- Los contratos de E&P estipulan un preaviso mínimo de 3 meses para que la ANH pueda recaudar en especie los derechos económicos

3.6 Principales conclusiones del diagnóstico

A continuación se resumen los principales mensajes y conclusiones del diagnóstico del sistema vigente de comercialización de regalías

Análisis Comercial

- No es una práctica de la industria que el productor de crudo defina su precio de venta en función del precio de productos de refinados y el costo asociado a la producción de los mismos si no participa en el negocio de refinación. La ANH debería redefinir la fórmula para el crudo de refinación con base en la paridad exportación del crudo y los ahorros en logística por ser procesado internamente.
- Los crudos livianos del Casanare están siendo castigados en su precio de liquidación cuando se destinan a refinación debido a la falta de ajuste de calidad en la fórmula de precio del crudo destinado a refinación
- El ajuste de API y azufre actual no valora correctamente el costo de oportunidad de los crudos livianos y es necesario que sea actualizado periódicamente para que se mantenga alineado a los cambios en el mercado

Análisis Técnico – Económico

- El análisis de los costos o deducciones realizadas por Ecopetrol para la comercialización de crudo muestra oportunidades de optimización de la logística que tengan como objetivo la reducción de los costos y la mejora de la estimación de los precios finales
- Las rutas de transporte no están optimizadas para el aprovechamiento del derecho de preferencia con el que cuentan los crudos de regalías
- Los costos de dilución de crudos pesados (Rubiales, Quifa, Chichimene, Castilla) reportados por Ecopetrol son muy superiores a las referencias de mercado. Esto genera descuentos significativos al precio de venta liquidado a la ANH
- La ANH recibe derechos económicos (hoy monetizados) que eventualmente podrían recaudarse en especie e integrarse al esquema de comercialización de crudo de regalías

Análisis Jurídico

- El contrato de Mandato es una figura que permite asegurar el derecho de preferencia para acceso a la infraestructura, pero implica mayores riesgos para la ANH
- La regulación actual para los descargaderos no establece claramente el derecho de preferencia para el crudo de regalías y se requiere que la ANH realice las gestiones necesarias para aclarar dicho acceso en la regulación
- La Ley vigente no es clara en el establecimiento de obligaciones de la ANH relacionadas con el suministro de crudo para abastecimiento interno en un escenario donde el país cuente con suficiente producción para alimentar las refinerías y exportar los excedentes. Se considera que la ANH no está obligada a destinar crudos de regalías para refinación a menos que existan condiciones reales de desabastecimiento

Análisis Administrativo

- Se presentan variaciones importantes entre los precios mensuales utilizados en las liquidaciones parciales vs. los utilizados en las liquidaciones trimestrales definitivas. Esto dificulta el giro de los recursos a las entidades del gobierno y genera re-trabajos en la ANH.

- La ANH debe fortalecer sus mecanismos de control y seguimiento a las liquidaciones presentadas por Ecopetrol para asegurarse que están alineadas con las prácticas de la industria nacional y que se están optimizando los costos de logística.

El esquema actual de comercialización de crudo de regalías presenta oportunidades de mejora que deberían considerarse en la evaluación de alternativas.

4 Análisis de Experiencias Internacionales

Como parte del diagnóstico de la situación actual del sistema de regalías en Colombia, consideramos relevante estudiar esquemas de recaudo de regalías exitosos en el mercado internacional con el fin de identificar las mejores prácticas en la industria. Para tal fin, hemos desarrollado un benchmarking internacional en el que se exploran esquemas de regalías en países que cuentan con Compañías Nacionales de Petróleo, Agencias Nacionales Reguladoras, o en aquellos, en donde el gobierno participa de cierta forma en el recaudo y comercialización de regalías, ya sea en especie o de forma monetizada.

Como parte de este benchmarking se analizó y comparó el detalle de los sistemas de cobro de regalías de ocho países seleccionados. Se consideró en el análisis los mecanismos para la recolección de regalías, fórmulas de liquidación, esquemas de comercialización, deducciones permitidas en los precios de venta, actividades de comercialización y mecanismos de mitigación de riesgos de pago, entre otros.

La selección de los países a incluir en este análisis se realizó considerando parámetros que permitieran asegurar que sus operaciones son relevantes para la ANH y que se contara con suficiente diversidad en la muestra para tener un amplio panorama de las prácticas en el mercado. Para tal fin, se han considerado países con las siguientes características:

- Países con participación de empresa privada en las actividades de E&P
- Países con gobiernos involucrados en la recolección de regalías a partir de la producción de hidrocarburos, mediante una NOC o una agencia gubernamental
- Países con una producción de crudo similar o mayor a la Colombiana

Teniendo en cuenta estas consideraciones, se seleccionaron los siguientes países:

- Perú
- Brasil
- Argentina
- Estados Unidos
- Canadá
- Guinea Ecuatorial
- Nigeria
- Argelia

El resultado del benchmarking permitió identificar esquemas de manejo de regalías comúnmente utilizados en la industria, sus ventajas y desventajas, así como lecciones de aprendizaje para la ANH como se explicará más adelante.

4.1 Resultados del benchmarking

En el análisis de los diferentes esquemas de comercialización de regalías se analizaron los tipos de contrato empleados para la exploración y producción de hidrocarburos en cada uno de los países seleccionados. De forma general, estos esquemas se agrupan en tres grandes categorías:

- **Contratos de E&P o Concesiones:** Países que permiten la explotación de recursos de hidrocarburos mediante contratos de E&P entre el gobierno y un operador (NOC o Privado)
- **Contratos de producción compartida:** Países en donde el gobierno es participe de la producción de hidrocarburos, mediante contratos de producción compartida, Production Sharing Contracts, PSC, con los operadores (NOC o Privado)
- **Contratos de Concesión Privada:** Países en donde las regalías por cuenta de la producción de hidrocarburos pertenecen al propietario del área productora; no necesariamente existe un agente regulador. El propietario puede ser un agente privado, el gobierno estatal o federal, una corporación, etc.

A continuación se indica el esquema empleado en los países mencionados:

Figura 43: Esquemas de Exploración y Producción de Hidrocarburos



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Se reconoce que la mayoría de los países con esquemas de cobro de regalías cuentan con esquemas de contratos E&P o de producción compartida con NOCs o privados. A continuación se describen en detalle, las características principales de los países que se han estudiado en este benchmarking.

4.2 Perú

La producción de Perú en el año 2013 fue de 175 Kb/d. El país utiliza los siguientes esquemas contractuales:

- Concesiones
 - Regalías
 - Impuestos a ingresos corporativos
- Contratos de servicio

El organismo encargado de recaudar las regalías del Estado es Perupetro que también se encarga de realizar su distribución junto con el Ministerio de Economía y Finanzas, la Dirección General de Asuntos Económicos y Sociales del Ministerio de Economía y Finanzas (dependencia del Viceministerio de Economía), la Presidencia del Consejo de Ministros y la Dirección Nacional del Tesoro Público del Ministerio de Economía y Finanzas (dependencia del Viceministerio de Hacienda).

Legalmente, el art 8º de la Ley N° 26221 de 1993 obliga al operador a pagar al Estado, a través de Perupetro, la regalía en efectivo en las condiciones y oportunidad establecidas en el respectivo contrato.

En el 2011 se incorporó la Ley General del Canon, en donde se estipularon los mecanismos de distribución de los ingresos del gobierno federal a los gobiernos regionales y municipales.

En Perú, las regalías se definen a la firma de los contratos y se pueden calcular empleando uno de los siguientes métodos:

- **Factor R:** División entre los ingresos y egresos acumulados. Indica un porcentaje base desde el cual se da la negociación entre la empresa y el Estado. A mayor valor de R, se aplica un porcentaje base más elevado.
- **Producción acumulada:** Se fija un porcentaje de regalía determinado para cada contrato de licencia. La regalía se ajusta en los contratos de acuerdo a dos factores:
 - Producción acumulada de cada contrato; y
 - Precio promedio por barril de dichas producciones
- **Escala de producción:** Asocia la regalía a los niveles de producción
- **Resultado económico:** Calcula una regalía con un componente fijo y uno variable:
 - Regalía fija: 5%
 - Regalía variable: Se aplica cuando la relación entre los ingresos y egresos acumulados alcanza un valor de 1.15

La aplicación de estas metodologías está determinada en los contratos de licencia y servicios de cada una de las compañías petroleras. Las compañías establecen junto con Perupetro la metodología que les resulte más útil para cada uno de sus lotes, pero deben mantener la forma de cálculo establecida hasta finalizar el período de duración del contrato. El precio de liquidación se define en cada contrato de acuerdo a mecanismos de valoración y pago acordados.

Las regalías son específicas a cada contrato y varían entre 15 y 50% del valor del recurso extraído. En promedio, están cerca al del 34%, aunque en casos extremos pueden alcanzar como mínimo el 5% o como máximo el 75%.

Operacionalmente Perupetro audita las ventas de las empresas petroleras y aplica el método de cálculo definido en cada contrato. Las regalías se calculan y recaudan quincenalmente y se distribuyen mensualmente. Las empresas pagan los montos correspondientes, directamente en las

cuentas bancarias de Perupetro. Perú fiscaliza regalías por la explotación de hidrocarburos en efectivo y de manera quincenal.

4.3 Brasil

La producción de Brasil fue de 2710 Kb/d en el 2013. En el país se utilizan los siguientes esquemas contractuales:

- Contactos de concesiones (CA):
 - Regalías (10%)
 - Participación especial (PE), pago por la ocupación o retención de áreas , bono de asignación
- Contratos de producción compartida (PSA):
 - Regalías (15%)
 - Pago por la ocupación o retención de áreas, bono de asignación, porción de ingresos netos
- Contratos de cesión
 - Regalías (10%), firmado con Petrobras

La Agencia Nacional de Petróleo (ANP) es la agencia reguladora del sector de hidrocarburos y es responsable de fiscalizar la producción, recaudar regalías y girar recursos a las unidades del estado. Los contratos de E&P se celebran entre el operador y la ANP.

Las regalías en Brasil, se determinan multiplicando el volumen de producción del mes por el 10% de regalía y por el precio de referencia determinado por ANP. La ANP puede reducir el porcentaje de cobro de regalías hasta un min de 5% de la producción, esta decisión depende de los riesgos geológicos en las áreas productivas, las expectativas de producción del bloque, etc.

Operacionalmente, los pagos de regalías se realizan mensualmente a la Secretaría de Hacienda Nacional (STN) en el último día del mes, siguiente al mes de cálculo. Durante los 5 días hábiles posteriores al pago, los operadores deben entregar un comprobante de pago y una declaración de dicho cálculo. Adicionalmente, los operadores deben entregar la declaración estandarizada de cálculo, provista por la ANP. Mensualmente, los concesionarios entregan reportes de producción, por campo y por pozo, y deben reportar los precios de venta en el día 15 del mes siguiente al de producción.

Aunque los operadores son quien administrativamente responden ante la ANP por los reportes del pago de regalías, cada una de las empresas que tengan una participación en el Contrato del Área están obligados a hacer el pago de regalías y son solidariamente responsables por el pago total de las mismas.

El cálculo de regalías en Brasil considera volúmenes de producción, porcentajes preestablecidos de regalías y precios reales de venta o basados en marcadores internacionales, la liquidación se basa en la fórmula:

$$\text{Regalía} = \text{Volumen} \times \text{Precio de referencia} \times \text{Porcentaje}$$

En donde cada componente se determina con base en las siguientes consideraciones.

Volumen

- El porcentaje de regalías se aplica al total de volumen producido de crudo y gas
- Los puntos de medición se definen en el Plan de Desarrollo de Campo, aprobado por ANP
- La producción diaria se monitorea *on-line* mediante el Sistema de Auditoría de Producción de la ANP (SFP)

Precios de referencia

- Se determinan con base en marcadores internacionales
- El Precio de Referencia es el mayor valor entre el precio de venta y el precio mínimo, en donde:
 - Precio de venta: Es el promedio ponderado de precios de venta durante el mes (precios de facturación). Es el precio libre de impuestos sobre la venta, sin considerar costos de transporte. Se emplean precios de crudo transportados de manera FOB
 - Precio mínimo: Establecido por ANP. Con base en la curva TBP (True Boiling Point Curve) se determina el valor de la canasta de productos de crudos similares a partir de los precios de refinados de petróleo publicados por Platts cada mes como se explica más adelante.
- De no haber ventas, se usa el Precio Mínimo

Porcentaje:

- 10% para acuerdos de concesión, 5% para productores muy pequeños
- 10% para acuerdos de cesión onerosa
- 15% para los acuerdos de producción compartida

El operador tiene la opción de establecer el Precio Mínimo para el cálculo de regalías, basándose en una canasta estándar de hasta 4 crudos similares. De no ser establecido por el operador, la ANP establece el precio mínimo según su criterio y tomando como referencia precios del crudo Brent.

La ANP determina el Precio Mínimo, mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Precio Mínimo ANP: Brent} \pm \text{Diferencial de calidad (USD)}$$

En donde el diferencial de calidad se calcula mediante la fórmula:

$$\text{Diferencial de calidad} = \frac{\text{Valor de fracciones de dos destilados de petróleo nacional}}{\text{Valor de fracciones de dos destilados de crudo Brent (Rotterdam)}}$$

Las fracciones de destilados utilizadas serán:

% Azufre	Fracción Ligera	Fracción Media	Fracción Pesada
≤ 0,35%	Regular Unleaded	Gasoil EN590	Fuel Oil 1%
> 0,35%	Regular Unleaded	Gasoil 0.2%	Fuel Oil 3,5%

El diferencial, se aplica al precio del crudo Brent, para obtener el Precio Mínimo del petróleo brasileño. Algunos puntos de especial atención en este esquema son:

- **Costos**
 - Monetiza las regalías correspondientes en el punto de producción (boca de pozo) y no se involucra más en el resto de la cadena de valor, por tanto, no reconoce riesgos ni costos a partir de ese punto
 - No considera costos por transporte, ni por comercialización
- **Mercados**
 - No considera, ni reserva volúmenes para el abastecimiento interno del país
 - No hace diferencia entre la valorización de crudos destinados a exportación o a refinación
- **Pagos**
 - No emplea vehículos (garantías, carta de crédito, etc.) para garantizar el pago de regalías, solo emplea sanciones en caso de falta de pago, estas son en orden de severidad:
 - Multa del 50% sobre el valor adeudado
 - Multa del 100% sobre el valor adeudado
 - Remoción de la concesión de E&P
- **Otros**
 - La ANP no garantiza ingresos al estado por concepto de regalías, sino que distribuye los recursos una vez recibidos
 - La ANP regula, fiscaliza y monitorea la producción. Después de calcular los montos correspondientes, paga los recursos al Tesoro y distribuye recursos al Gobierno Federal, Estatal y Municipal

4.4 Argentina

Argentina, contó una producción petróleo de 707 Kb/d en 2013. Tiene los siguientes esquemas contractuales:

- **Concesiones**
 - Pago de Regalías
 - Pago de impuestos por ingresos corporativos
- **Contratos de producción compartida**

Argentina es un sistema federal (división política y administrativa entre el gobierno federal y provincial). Los recursos hidrocarburíferos terrestres son propiedad de las provincias, por tanto, el gobierno provincial es quien colecta las regalías por actividades de explotación de hidrocarburos. Además, las provincias tienen la libertad de imponer impuestos en sus jurisdicciones, negociar contratos y licitaciones.

Los porcentajes de regalías son por lo general el 12% sobre el valor bruto de producción, aplicado en boca de pozo. Este porcentaje varía por provincia y algunos municipios lo han incrementado. El porcentaje de regalías se puede reducir hasta en un 5% según consideraciones de productividad, y localización de pozos. Debido a que cada Provincia, como su propia entidad licenciante, tiene la capacidad de establecer sus propios porcentajes de regalía, éstos se han convertido en un factor de oferta en las rondas de licitación.

La Ley prevé que las regalías se paguen en efectivo al menos que se establezca lo contrario. En caso de que el Estado desee recibir regalías en especie, debe notificar al concesionario con 90 días de anticipación y la decisión debe mantenerse por lo menos seis meses.

Fiscalmente, las regalías se pueden tratar como deducciones inmediatas sobre los impuestos de ingresos corporativos (CIT). Operacionalmente, el concesionario practica una liquidación bajo declaración jurada de las regalías correspondientes, por mes calendario, por cada concesión de la que fuere titular. Esta liquidación es presentada a la Secretaria de Energía el día 15 siguiente al vencimiento del mes a que corresponda dicha liquidación.

Las regalías se calculan considerando precios en “boca de pozo” los cuales son distintos a los precios de crudo internacionales debido a las retenciones por exportación de Argentina. Por lo tanto, el precio de venta es ligeramente superior al precio de paridad de exportación.

El precio empleado para el cálculo de regalías se basa en una fórmula de net back con respecto al precio del crudo West Texas Intermediate (WTI), con base en la siguiente fórmula:

$$\text{Precio Venta} = \$\text{WTI} - \text{ajuste por calidad} - \text{net back por transporte internacional} - \text{retenciones a la exportación} - \text{net back transporte doméstico}$$

La calidad de los hidrocarburos es el promedio ponderado de la calidad de la producción mensual (en boca de pozo), que se determina a partir de la densidad de los hidrocarburos líquidos o por el poder calorífico del gas natural.

En Argentina, la mayoría de la producción nacional se destina a refinación para uso doméstico.

4.5 Estados Unidos

La producción de Estados Unidos en el 2013 fue de 12302 Kb/d en 2013. El país cuenta con los siguientes esquemas contractuales:

- Concesiones
 - Pago de Regalías
 - Pago de Impuestos ingresos corporativos

En el esquema de los Estados Unidos, las regalías se pagan a la tasa establecida al dueño de la propiedad que podrá ser el gobierno federal o estatal, individuos, reservas indias, corporaciones, sociedades, o cualquier otra entidad.

Cuando las actividades de E&P se ubican en territorios del gobierno federal, el Departamento del Interior (Oficina de Gestión de Tierras) gestiona los intereses minerales terrestres. Las regalías a partir de recursos offshore son administradas por el “Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE)”, antiguamente el “Minerals Management Service” (MMS), organismo del Departamento del Interior, encargado de otorgar licencias.

Los porcentajes de regalías en regiones terrestres varían entre el 12.5% y el 30%, dicho porcentaje es negociado con el propietario de las tierras y se paga, por lo general, en boca de pozo, utilizando el precio spot para la región de producción.

A partir del 2008, los porcentajes de regalías en regiones offshore son del 18.75%. Alabama, Alaska, California, Florida, Luisiana, Mississippi, y Texas, reciben una porción de lo que el BOEMRE recibe por cuenta de la producción offshore, desde su costa y hasta 3 millas de distancia.

Las regalías bajo contratos con el gobierno federal se calculan a partir de la fórmula:

Regalías (\$USD)= Volumen producido (bbl) X Precio de venta en el “sitio de producción”

El precio de venta es el que se pague “en el sitio de producción” y no el que se pague en centros de mercadeo o refinerías, los cuales tienden a ser más elevados. El gobierno federal recolecta el 12.5% del valor de la producción terrestre en regalías. Los porcentajes de regalías estatales provenientes de recursos terrestres pueden ser mucho mayores; el estado de Texas, por ejemplo, recolecta el 25% en regalías por la producción en sus tierras.

Las regalías a partir de contratos con privados son una parte de la producción bruta o del valor de mercado de la misma, esto queda a elección del dueño. El valor del crudo se determina eligiendo el precio más alto entre los siguientes:

- El precio más alto publicado, más un premium (si existe) pagado por petróleo, condensado, destilado, u otros hidrocarburos líquidos, que corresponda al tipo y la gravedad del crudo del área general donde el crudo en cuestión se produjo y se procesó.
- El precio más alto de mercado, pagado por el crudo producido en el área general donde se produjo y se procesó
- Los ingresos brutos de la venta

Las regalías se calculan antes de realizar deducciones por costos de producción, transporte, etc.

4.6 Canadá

La producción de Canadá en el 2013 fue de 4073 Kb/d en 2013. El país cuenta con los siguientes esquemas contractuales:

- Concesiones
 - Pago de Regalías
 - Pago de impuestos ingresos corporativos
 - Pago de impuestos especiales basados en ganancias

El esquema prevalente en Canadá es el de concesiones, en donde las regalías se pagan al dueño de los recursos, que de ser el gobierno, oscilan entre el 10% y el 45%. En cualquier otro caso, las regalías se pagan al propietario de los recursos minerales, los porcentajes varían entre contratos. La mayoría de los recursos minerales pertenecen al gobierno territorial que puede ser el gobierno federal, provincial o el First Nation. Las regalías que se liquidan al gobierno se conocen como crown royalties.

Cuando los recursos pertenecen a las provincias, el cálculo de las regalías es complejo y varía entre provincias, ya que cada una cuenta con su propio régimen fiscal. Típicamente los porcentajes oscilan entre el 10% y el 45%.

En propiedades de reserva indias, pertenecientes al First Nation, la agencia responsable de administrar las actividades de E&P es la Indian Oil & Gas Canadá (IOGC), quien recolecta regalías en efectivo. Los recursos en tierras de reservas indígenas están gobernadas por el Indian Oil & Gas Act, y los acuerdos contractuales se negocian entre el contratista y los grupos nativos. Existe un régimen especial para producción de oil sands, offshore, el Ártico y el Atlántico offshore.

Por su parte, los derechos minerales propiedad de privados recolectan regalías conocidas como “freehold royalties” y se basan en producción.

Provincia de Alberta

Entre los esquemas empleados en Canadá, se considera que el esquema de la provincia de Alberta es el de mayor sofisticación debido a que éste considera la recolección de regalías de manera monetizada o en especie dependiendo del tipo de recurso en explotación. Además se diferencia entre la producción a partir de recursos convencionales y la producción de bitumen:

- Recursos convencionales: Regalías se recolectan en especie
- Bitumen: Regalías se recolectan en especie y/o monetizadas

Actualmente, el Gobierno de Alberta mantiene derechos sobre el 81% de los recursos minerales de la provincia. El Departamento de Energía de Alberta (Alberta Department of Energy) es responsable de administrar la ley referente a recursos minerales (Mines & Mineral Act), la cual regula el desarrollo de recursos no renovables. Los derechos sobre el 19% restante pertenecen al Gobierno de Canadá, a grupos indígenas, individuos o corporaciones.

Operacionalmente, las áreas productoras, pertenecientes a la provincia de Alberta, se asignan a operadores de E&P mediante procesos competitivos de licitación. Toda la producción de crudo se reporta mediante un sistema gubernamental, conocido como Petrinex, el cual pública información estandarizada del sector upstream. Fiscalmente, Alberta permite deducir regalías del impuesto federal sobre ingresos corporativos.

El cálculo de regalías en el sistema fiscal de Alberta, emplea indicadores de precios, calidad, etc., estandarizados y publicados mensualmente por el Departamento de Energía. Además, se establecen porcentajes de regalías en relación a precios de referencia del crudo WTI, de la siguiente manera:

- Del 1% (precios crudo \$55/b) al 9% (precios crudo \$120/b) sobre ingresos gruesos hasta el recobro de la inversión (payout)
- Del 25% (precios crudo \$55/b) al 40% (precios crudo \$120/b) después del recobro de inversión o payout

Regalías monetizadas

Las regalías que son monetizadas se originan a partir de la producción de Bitumen, sin embargo desde el 2008, Alberta abrió la posibilidad recibir regalías por la producción de bitumen en especie, ya sea bitumen crudo o productos de bitumen, en cualquier punto de la cadena de producción. En la práctica, aún se reciben regalías de manera monetizada a partir de la producción de Bitumen.

La metodología para la valorización del Bitumen (BVM) considera:

- Una referencia de calidad, que equivale a una mezcla de los bitúmenes de Alberta conocida como el Western Canadian Select (WCS) y precios de diluyentes, crudos pesados convencionales y costos de almacenamiento en alguno de los hubs canadienses, como Hardisty o Edmonton
- Se considera que el bitumen a valorizar será mezclado con diluyente, hasta alcanzar la calidad del WCS. Después de realizar esta mezcla, se asume que el valor del crudo es equivalente al valor del WCS
- Enseguida, se deduce el valor del diluyente y el costo de transporte entre el sitio de producción y el hub en donde se almacenará el Bitumen en cuestión

Por lo tanto, la fórmula para valorizar Bitumen se resume de la siguiente manera:

$$\text{Valor Bitumen} = \text{Bitumen grado WCS} - \$\text{Diluyente} - \$\text{Transporte (sitio producción- hub almacenamiento)}$$

El costo de diluyente incluye el precio de compra del diluyente empleado para el transporte del bitumen, costos de transporte (origen-proyecto) y costos de mezcla.

Regalías en especie

Las regalías en especie se recaudan para la producción de recursos convencionales. Estas se generan en el momento de ser producidas, por lo tanto se calculan en boca de pozo, pero se entregan y reportan como un total agregado por área productiva o campo.

La producción y entrega de volúmenes de regalías es responsabilidad del operador, quien deberá conducir y entregar los volúmenes de regalías hasta el ducto más cercano que permita la venta de dichos volúmenes. El transporte se realiza empleando infraestructura propia del operador. Los volúmenes de regalías se entregan al agente encargado de comercializarlas.

El agente responsable de comercializar las regalías es designado por la Alberta Petroleum Marketing Commission, ente del gobierno dedicado a gestionar actividades de comercialización de volúmenes de crudo pertenecientes a la Corona.

El cálculo detallado de regalías en Alberta, considera múltiples factores como volúmenes de producción, tipos de crudo y precios de mercado, además de diferencias entre los tipos de crudo, el crudo viejo, crudo nuevo, tercer-tier y crudo pesado, en donde la fórmula es:

$$\text{Tasa de regalia } R\% = [(BR \times B + MR \times (A/B)) / A \times 100$$

En donde,

BR= Precio base

MR= 4 x BR

A= Precio Par (\$/m³), el precio Par es equivalente al promedio de precio en boca de pozo

B= Precio Selecto (\$/m³), son precios publicados para crudo viejo, nuevo y de tercer-tier

Se establece una regalía mínima, aplicada cuando el precio Par es menor que el precio Selecto, y se determina con fórmula:

$$R\% = BR \times 100$$

A su vez, se establece una regalía máxima, que se aplica cuando el precio Par alcanza cierto límite. Se distingue entre tipos de crudo de la siguiente manera:

Crudo viejo: $R\% = BR \times 3.5 \times 100$ cuando $A \geq (6 \times B)$

Crudo nuevo: $R\% = BR \times 3.0 \times 100$ cuando $A \geq (3 \times B)$

Crudo Tercer-Tier: $R\% = BR \times 2.5 \times 100$ cuando $A \geq (2 \times B)$

Operacionalmente, la Alberta Petroleum Marketing Commission (APMC) es responsable por las actividades de mercadeo de volúmenes de crudo de la Corona provenientes de regalías y que en total acumulan un volumen de 70 mil barriles por día. La APMC negocia directamente el 10% del total de este volumen, con el objetivo de estar involucrado en el mercado y conocer las tendencias

del mismo. El 90% restante se distribuye entre agentes comercializadores. Para tal efecto, se establecen contratos de servicios entre los agentes y la APMC.

La APMC selecciona a los comercializadores mediante concursos públicos competitivos. Las bases de selección consideran la reputación de las empresas participantes, así como su experiencia en la industria y rankings de crédito. Los comercializadores no necesariamente deben de participar en actividades de E&P o contar con producción propia.

Algunas características de los contratos de servicio entre APMC y los agentes comercializadores son:

- **Riesgo:** La APMC es responsable del crudo hasta que el contratista realice la venta, también asume el riesgo en caso de que el crudo no cumpla con especificaciones requeridas para el transporte por ducto.
- **Tarifas:** La APMC paga una tarifa de comercialización al agente, que considera costos internos anuales y costos externos. La tarifa se paga mensualmente y se determinada anualmente en el contrato. Durante el concurso público de selección de agentes, los comercializadores proponen tarifas de comercialización, sin embargo no es un factor decisivo para la APMC, ya que estas se negocian posteriormente.
- **Limitantes:** El agente no puede realizar transacciones de venta de crudo mediante esquemas de hedging, derivatives o precios fijos, solo puede comercializar empleando precios de mercado. De la misma manera, no puede realizar ventas que requieran transporte naval, a menos que el riesgo se transfiera en el punto de venta.
- **Reportes mensuales:** El agente entrega un resumen de todas las ventas y transacciones del mes anterior, identificadas por tipo de mezcla, compradores y el efectivo recibido. El cálculo de la tarifa de mercadeo del mes anterior y detalle de otros gastos por pagar.
- **Otros:** Los ingresos por ventas se depositan en la Cuenta de Fondo (Trust Account), la tarifa de mercado se paga con recursos de la Cuenta de Fondo el día 25 del siguiente mes, o tan pronto como se reflejen los ingresos por ventas. El desempeño de las ventas se compara continuamente contra benchmarks de precios de venta para asegurar calidad en las actividades de comercialización

El sistema de fiscalización de regalías en Alberta establece sanciones a los operadores que no cumplan con la entrega de reportes y por falta de pago, algunas de las sanciones son:

- **Por reportes no entregados, incluyendo reportes de pronósticos, reportes mensuales de regalías, balances de cuenta de fin de periodo, *enhancement reports*, etc.**
 - Se penaliza con \$5000 dólares por cada mes de reportes tardíos o incompletos
 - Las penalidades se deben saldar en 30 días a partir de la penalidad. De lo contrario se adicionan intereses a las penalidades
 - El departamento puede solicitar la información adicional que desee y de no recibirla, se sanciona con una penalidad de \$5000 dólares por cada día de incumplimiento
- **Falta de pago de regalías:**

- La falta de pago de regalías (a partir de la segunda instancia) resulta en una penalidad, equivalente al 10% del monto de regalía deficiente
- Falta de pagos subsecuentes se penalizan con el 50% del monto de regalías deficientes
- Las penalizaciones deben pagarse dentro de los 30 días siguientes a la sanción

Fuera de estas sanciones, no existe un mecanismo que asegure el pago de regalías por parte de los operadores.

4.7 Guinea Ecuatorial

Guinea Ecuatorial contó con una producción petróleo de 290 Kb/d en 2013. Los acuerdos de producción compartida son el principal esquema fiscal. El Estado permite la liquidación de regalías en dinero o en especie.

GEPetrol, creada en 2001, es la empresa nacional de hidrocarburos de Guinea Ecuatorial. El cuerpo regulador de las actividades de explotación de hidrocarburos es el Ministerio de Minas, Industria y Energía (MMIE).

Bajo los esquemas de PSA, el Estado tiene derecho a un porcentaje de todos los hidrocarburos generados y almacenados en áreas bajo contrato el cual es efectivo sobre el volumen libre de deducciones por regalías y libre del volumen correspondiente a la recuperación de la inversión (art 81). Los términos son específicos a cada contrato, pero se considera que la participación del Estado en los PSA no deberá ser menor al 20% y los porcentajes de regalías no podrán ser menores al 13% sobre el volumen de los hidrocarburos producidos.

El porcentaje acordado para regalías, se aplica directamente al volumen de producción diario, de forma que, el cálculo de regalías sigue la fórmula:

$$\text{Regalía (bb)} = \text{Producción (bld)} \times \% \text{ acordado}$$

Es posible pagar regalías en especie (barriles) o de manera monetizada, parcial o totalmente. Se asume que el Ministerio elige recibir regalías completas, pagadas en dinero, a menos que se establezca lo contrario en el contrato (Art. 59 de la Ley de Hidrocarburos). Cuando el Estado, a través del Ministerio de Minas, Industria y Energía (MMIE) elija recibir regalías en dinero, éstas se pagan mensualmente a precio de mercado, según lo estipulado en el contrato correspondiente (Art 60 de la Ley de Hidrocarburos).

Para calcular la liquidación de regalías a "Precios de Mercado" determina en el contrato una metodología con base en marcadores internacionales como el crudo Brent u otros de calidad similar al producido. El artículo 10 del modelo de contratos PSA, establece el "Precio de Mercado" del crudo de la siguiente manera:

El precio de venta por unidad del Petróleo Crudo es el Precio de Mercado FOB en el Punto de Entrega, expresado en Dólares por Barril.

Adicionalmente, se establece un Precio de Mercado para cada clase de Petróleo. El Precio de Mercado es aplicable a todos los embarques del Petróleo Crudo durante un trimestre y es calculado al final del mismo así:

El promedio ponderado de los precios del Contratista en sus compraventas, cuando dichas ventas sean mayores al 15% total producido por contratista, bajo el correspondiente contrato. De ser necesario, este promedio se ajusta para reflejar diferencias de calidad, etc.

En caso de no existir ventas durante el trimestre en cuestión, o las ventas sean menores al 15% del total producido (bajo el correspondiente contrato), el Precio de Mercado es el promedio ponderado entre:

- a) El promedio de cotizaciones del crudo Brent en el International Petroleum Exchange, publicadas en Platts

- b) El promedio de las cotizaciones publicadas en Platts para uno o varios tipos de crudo de calidad similar al producido en África Occidental y a ser acordado por el MMIE y el Contratista, durante el trimestre en cuestión. Ajustado, de ser necesario, para reflejar diferencias de calidad, etc.

El Precio de Mercado del Petróleo Crudo se establece teniendo en cuenta la evolución en el mercado internacional. Si el crudo utilizado para calcular el Precio de Mercado deja de ser cotizado, el MMIE y el Contratista convienen cuál es el precio que más se aproxime al Petróleo Crudo que dejó de comercializarse, esto con el fin de calcular el Precio de Mercado.

4.8 Nigeria

Nigeria, contó con una producción petróleo de 2371 Kb/d en el 2013. En el país existen los siguientes esquemas contractuales:

- Concesiones
 - Regalías
 - Impuestos ingresos corporativos
 - Impuestos especiales basados en ganancias
- Contratos de producción compartida (PSC)

Para todos los acuerdos, el gobierno de Nigeria opera a través de la Compañía Nacional de Petróleo de Nigeria (NNPC). Sin embargo, el Ministerio Federal de Recursos Petroleros es el órgano regulador de la industria del petróleo y gas de Nigeria y quien otorga y administra los contratos.

Los porcentajes de regalías establecidas en Nigeria están previamente determinadas, y varían dependiendo de la profundidad y ubicación del campo productor, éstas se pagan al gobierno federal en función del volumen producido. Las regalías se pagan en efectivo, mensualmente, a la tasa acordada y después de hacer ajustes por gastos (tratamiento, manejo, etc.). Las tasas son fijas como se describen a continuación:

Figura 44: Porcentaje de Regalías de Nigeria

Profundidad	% Regalía	Profundidad	% Regalía
100	18.5%	Terrestres	20%
101-200	16.5%	Interior país	10%
201-500	12%	Vol. <5 kb/d	2.5
501-800	8%	Vol. <25 kb/d	18.5%
>1000	0%		

Fuente: Compañía Nacional de Petróleo de Nigeria. Análisis Arthur D. Little

El cálculo de regalías emplea el precio calculado a través del esquema Prompt Pricing, que considera marcadores internacionales como el crudo Brent. La Compañía Nacional de Petróleo de Nigeria (NNPC) establece tres esquemas de precios para la venta de su crudo: Prompt Pricing

(Default), Advanced y Deffered. Se emplea el sistema de Prompt Pricing para calcular costos de recuperación, impuestos, regalías e ingresos del Estado, y se calcula de la siguiente forma:

El Precio Oficial del Crudo (OSP): Será el promedio de la cotización del Dated Brent de Platts de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de embarque, más/menos diferenciales siguiendo la fórmula:

$$OSP = DTP \pm D$$

En donde:

DTP = Promedio del Dated Brent, que considera los 5 días hábiles posteriores a la fecha de B/L

D = Diferencial (D) será el valor que represente la diferencia en calidad entre el crudo de Nigeria y el benchmark de crudo BFOE (Brent-Fortis-Oseburg-Ekofisk) el cual podrá ser negativo o positivo.

Para esquemas Advanced y Deffered, se considera un Premium, que es publicado mensualmente por NNPC y por Agencias de Tarifas. La fórmula para estos esquemas es:

$$OSP = DTP \pm D + P$$

Operacionalmente, NNPC vende el crudo nigeriano 45 días antes de la producción (date of lifting), de manera que no es posible saber cuál será el Precio Oficial de Venta del crudo con 45 días de anticipación. De esta manera, los compradores comienzan a comercializar el crudo antes de cumplir los 45 días, aun así el diferencial entre precios Platts y Precios Oficiales de Venta Nigerianos es reducido.

En cuanto a abastecimiento interno, NNPC compra crudo para refinación del Gobierno Federal y comercializa internacionalmente los productos que no son consumidos en el mercado doméstico. NNPC paga al gobierno a los 90 días de la compra, mientras que los privados, pagan a los 30 días y no existe un contrato escrito entre NNPC y el Gobierno Federal

4.9 Argelia

La producción de petróleo de Argelia en el 2013 fue de 1762 Kb/d en 2013. El país cuenta con contratos de producción compartida:

- Contratos de producción compartida

Argelia colecta regalías a través de su órgano regulador ALNAFT. A partir del 2005, algunos derechos fueron transferidos de la compañía nacional Sonatrach, al gobierno de Argelia, a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ALNAFT) quien mantiene los permisos para la exploración y explotación de hidrocarburos y firma contratos con terceros. Sonatrach, realiza las licitaciones o rondas de negociación para asignar los contratos de E&P, en donde retiene el 51% de interés. La producción principal de crudo del país se genera en campos terrestres.

Las regalías en Argelia son variables y son de alrededor del 20%, reducibles al 16.25% y 12.5% dependiendo de la zona donde se realicen las actividades de exploración y producción. El Ministerio de Finanzas puede autorizar reducirlas hasta el 10%. Las tasas de regalías se fijan por contrato, pero la Ley establece tasas mínimas de la siguiente manera:

Figura 45: Porcentaje de Regalías de Argelia

Area	A	B	C	D
0-20,000 BOE/day	5.5%	8.0%	11.0%	12.5%
20,001-50,000 BOE/day	10.5%	13.0%	16.0%	20.0%
50,001-100,000 BOE/day	15.5%	18.0%	20.0%	23.0%
> 100,000 BOE/day	12.0%	14.5%	17.0%	20.0%

Fuente: Sonatrach. Análisis Arthur D. Little

El cálculo de regalías en Argelia considera volúmenes de producción de crudo y precios FOB publicados internacionalmente. El artículo 87 de la Ley de Hidrocarburos de Argelia, establece que el valor de las regalías se determina mediante la fórmula:

$$\text{Regalías (\$)} = \text{Cantidad de HC sujetos a regalías} \times \text{Precio base} - \text{tarifa de transporte por ducto entre punto de medición y puerto de embarque o, la frontera de exportación}$$

Cuando se considere la frontera de exportación, la tarifa de transporte aplica entre el punto de medición y el punto de mercado en Algeria.

El artículo 86 de la misma ley establece el precio base a emplear:

$$\text{Precio base} = \text{Promedio precios FOB (mes anterior) del crudo producido en Argelia, según publicaciones*}$$

Las publicaciones se refieren a precios divulgados en Platts Oilgram. En caso de que la publicación no esté disponible, la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Argelia (ALNAFT) usa los precios en el punto de entrega más cercano o, la ALNAFT busca establecer algún otro método para la valorización de los recursos de hidrocarburos para identificar dichos precios FOB.

Operacionalmente, la mayoría de las regalías son pagadas mensualmente por Sonatrach, sobre el ingreso bruto a ALNAFT y son deducibles del impuesto sobre la renta. Las regalías se deben liquidar antes del día 10 de cada mes, de lo contrario se penaliza con un incremento de 1% por día y no existe un máximo para esta penalidad.

4.10 Principales mensajes del Benchmarking

Del benchmarking internacional se derivan varias conclusiones relevantes para el análisis de las opciones de recaudo y comercialización de regalías en Colombia. A continuación se enlistan los principales mensajes:

- Los modelos de cálculo y recaudo de regalías difieren mucho a nivel internacional, y están condicionados en gran medida por el marco institucional, el esquema contractual y fiscal adoptado por cada país para su sector de hidrocarburos
- La gran mayoría de los países estudiados colectan las regalías mediante sistemas de monetización (en dinero), aunque también hay pocos casos donde las regalías son cobradas y pagadas en especie (hidrocarburos)

- En los casos donde la regalía se cobra en especie, la comercialización del crudo se hace a través de la NOC (normalmente en esquemas de PSA), excepto Canadá donde existe la figura del comercializador
- En el caso de Canadá se emplea la figura del comercializador para vender el 90% del crudo recolectado. La APMC comercializa directamente el 10% para tener presencia y recoger información del mercado.
- La mayoría de los países tratan de buscar una buena aproximación entre el precio para liquidación de regalías (en boca de pozo) y el valor real de mercado de los crudos producidos. Sin embargo, existen distintos factores como costos de logística y ajustes de calidad que pueden complicar la determinación del valor real de mercado de los crudos, por lo cual es muy común el uso de fórmulas de netbacks.
- Existen tres modelos principales para la determinación de precios para el cálculo de regalías:
 - Fórmulas de netback con base en el mercado internacional. Este esquema es típicamente usado cuando existe producción offshore o la logística para exportación del crudo no es muy compleja. Este cálculo puede requerir la definición de un costo de transporte marítimo hasta el mercado destino del crudo
 - Fórmulas de netback con base a una canasta FOB de exportación en el país o región. Se utiliza comúnmente cuando la logística doméstica es compleja, o cuando existen publicaciones confiables y aceptadas para los precios de los crudos domésticos
 - Uso de precios reales de mercado: se utilizan típicamente en mercados con gran liquidez y múltiples transacciones como EUA, donde existe transparencia y facilidad para determinar los precios del crudo
- En las fórmulas de precio de crudo de regalías los ajustes de calidad se hacen típicamente mediante aproximaciones por variaciones de gravedad API o azufre. Sin embargo, en algunos casos se usan esquemas más sofisticados que tienen en cuenta los diferenciales de rendimiento de los crudos en refinerías típicas.
- Las fórmulas de netback típicamente incluyen deducciones por los costos logísticos (transporte y manejo del crudo). Sin embargo, a diferencia de Colombia, ninguno de los países estudiados incluye explícitamente un costo o tarifa de comercialización en la fórmula de netback de precios
- En todos los países estudiados, y a diferencia de Colombia, no se hace distinción en las fórmulas de precios entre el crudo que se destina a la exportación y el crudo que se destina a la refinación doméstica. Sin embargo, en los países donde se usa el valor real de mercado se puede entender que dicho valor puede ser distinto dependiendo de cuál sea el mercado o destino natural para dicho crudo (paridad de importación o paridad de exportación)

La tabla siguiente ilustra las principales características de los sistemas de regalías en los países analizados e identifica las tendencias y prácticas más frecuentes en el mercado internacional.

Figura 46: Resumen Benchmarking Esquemas de Regalías

Cálculo de regalías basado en:	Colombia	Perú	Brasil	Argentina	USA	Canadá	Guinea Ecuatorial	Nigeria	Argelia
Precio venta real	✓ (monetizados)		✓		✓		✓		
Fórmula Net back basada en marcador internacional		✓ (varía)	✓ (Brent)	✓ (WTI)		✓ (WTI)	✓ (Brent y otros)	✓ (Brent)	
Fórmula Net back basada en canasta FOB País o Región	✓					✓			✓
Ajuste por calidad	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	
Establece fórmula precio en contrato E&P		✓							
Opción de cobro de regalías especie	✓			✓		✓	✓		
Precio diferenciado para refinación	✓								
Tarifa de Comercialización en la fórmula Net Back	✓					✓ (Bitumen)			

Fuente: Análisis Arthur D. Little

5 Análisis y selección de alternativas de comercialización

El presente capítulo resume los resultados de la identificación de alternativas de comercialización de crudo de regalías el cual incluyó los siguientes aspectos:

- Identificación de alternativas o potenciales esquemas de comercialización
- Análisis de ventajas y desventajas de las alternativas propuestas incluyendo aspectos técnicos, económicos, jurídicos y administrativos
- Definición de criterios para la evaluación y priorización de las alternativas
- Análisis de interesados en la comercialización de regalías y labor de pre mercadeo para la evaluación de los posibles comercializadores del crudo

5.1 Caracterización de alternativas de comercialización

Para identificar las alternativas de comercialización se ha tenido en cuenta el desarrollo de las actividades que la ANH debe ejecutar con el fin de vender el crudo de la nación y obtener los recursos monetarios para las respectivas transferencias a los beneficiarios. De forma general las actividades contratadas por la ANH son:

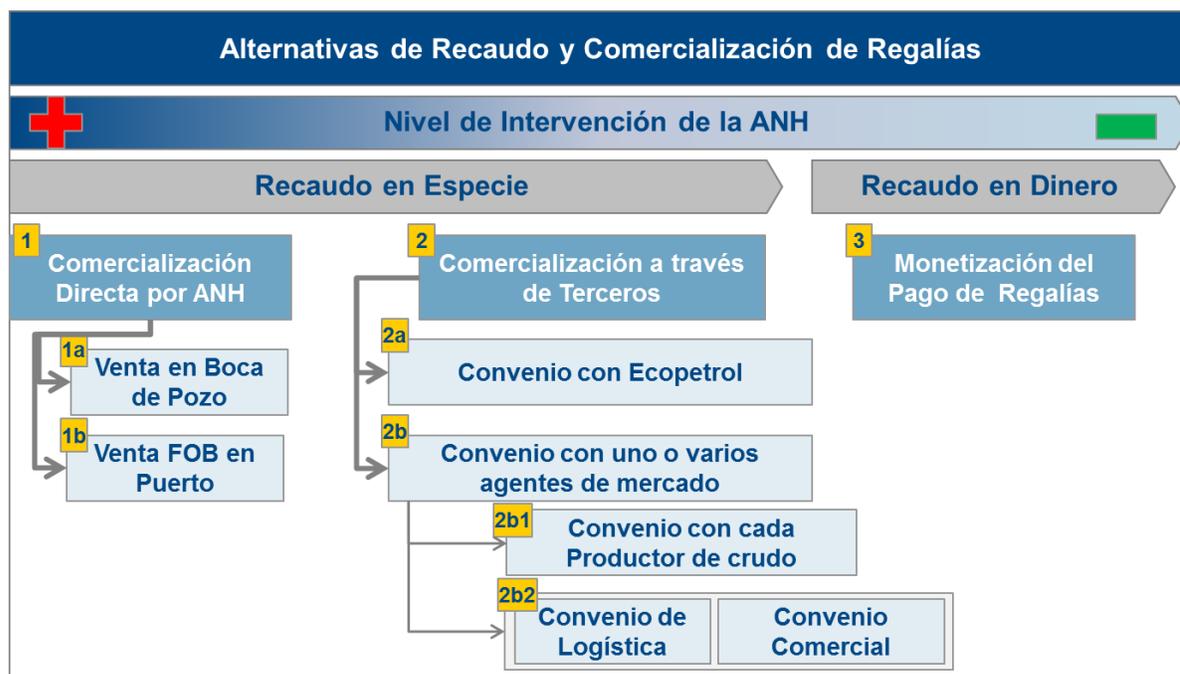
- Recolección de volúmenes en Boca de Pozo
- Transporte y logística hasta el puerto de exportación
- Venta de volúmenes en los mercados nacionales o internacionales

Teniendo como base estas tres actividades las alternativas de comercialización de regalías se pueden agrupar en tres grandes categorías dependiendo el nivel de involucramiento de la ANH:

- **Comercialización Directa por la ANH:** La Agencia Nacional de Hidrocarburos puede crear un brazo comercializador para vender directamente el crudo de la nación
- **Comercialización a través de Terceros:** La ANH suscribe uno o varios contratos con uno o varios terceros privados para recibir el servicio de recolección y comercialización de regalías. Existen múltiples alternativas bajo esta categoría que se analizarán en el presente capítulo.
- **Monetización del Pago de Regalías:** La ANH tiene la potestad de exigir el pago de las regalías en dinero por lo cual podría monetizar el pago y evitar tener que recibir volúmenes para comercializar

Cada una las alternativas anteriores tiene múltiples opciones híbridas que se han evaluado para definir el esquema de negocios más conveniente.

Figura 47: Alternativas de Recaudo y Comercialización



Fuente: Análisis Arthur D. Little

5.1.1 Esquema de Comercialización Directa

Definición: Creación de una unidad de comercialización de crudo al interior de la ANH

Partes involucradas:



Caracterización:

- La ANH se encarga de la coordinación logística para la recolección de los volúmenes de las regalías en Boca de Pozo a los productores nacionales
- La comercialización puede ser en boca de pozo, en entradas a descargaderos o en los puertos de exportación, esto dependiendo del nivel de actividad y riesgos que decida asumir la ANH
- Se requiere de un equipo de comercialización de crudo al interior de la ANH el cual estará a cargo de monetizar los barriles en el mercado nacional o internacional
- El equipo de trading de la ANH evalúa la mejor opción de venta (refinación o exportación) y ejerce el derecho de preferencia en los oleoductos y terminales para el movimiento de sus crudos
- Así mismo el equipo de trading de la ANH suscribe los contratos de transporte a los que haya lugar, obtiene los permisos requeridos y nomina en los oleoductos

- La ANH se encarga de contratar las actividades necesarias para comercializar en crudo en los puertos de exportación (almacenamiento, transporte, dilución, y servicios portuarios)

Análisis de ventajas y desventajas

Aspectos Económicos

- **Ventajas**
 - El precio de venta de los barriles de las regalías reflejará el precio de mercado real de los hidrocarburos recaudados dado que el equipo de comercialización de la ANH tendrá como objetivo obtener el mejor precio de mercado de los barriles de la nación
 - Se elimina el pago de margen de comercialización a un tercero dado que la ANH se encarga de todas las actividades para llevar el crudo al mercado
- **Desventajas**
 - Las ANH no cuenta con experiencia en temas de comercialización internacional de crudo por lo tanto la curva de aprendizaje puede tener costos importantes en la maximización del precio obtenido en el mercado.
 - La ANH deberá establecer los procedimientos internos para la actividad de trading y alinearlos con los requerimientos de los Organismos de Control del Estado lo cual puede restar la flexibilidad requerida para operar eficientemente en el negocio de trading internacional de crudo
 - Exposición a riesgos de liquidez frente a las obligaciones de giro de recursos al sistema de regalías. Se podrían establecer algunas garantías o mecanismos para asegurar los pagos pero ello podría afectar negativamente las ofertas recibidas para la compra del crudo
 - Riesgo de cartera financiera o contraparte en cabeza de la ANH
 - Potenciales desviaciones entre el precio de venta del crudo y el precio de liquidación de regalías en boca de pozo dependiendo de la regulación vigente

Aspectos Técnicos – Logísticos

- **Ventajas**
 - Bajo este esquema se garantiza el derecho de preferencia para todo el crudo de regalías tanto en oleoductos como en puertos de exportación al ser la ANH la directa nominadora y comercializadora de los barriles
- **Desventajas**
 - Poca experiencia en la logística y manejo de crudos pesados puede generar sobrecostos en el manejo de algunos volúmenes
 - Poca conocimiento del mercado de transporte fuera de los oleoductos, incluyendo sus jugadores, tarifas y riesgos
 - Necesidad de definir protocolos para emergencias logística de transporte y entrega
 - Necesidad de obtener permisos para transporte por carro tanque
 - Dificultados para obtener almacenamiento por fuera del oleoductos (ej. Descargaderos)

Aspectos Jurídicos

- **Ventajas**

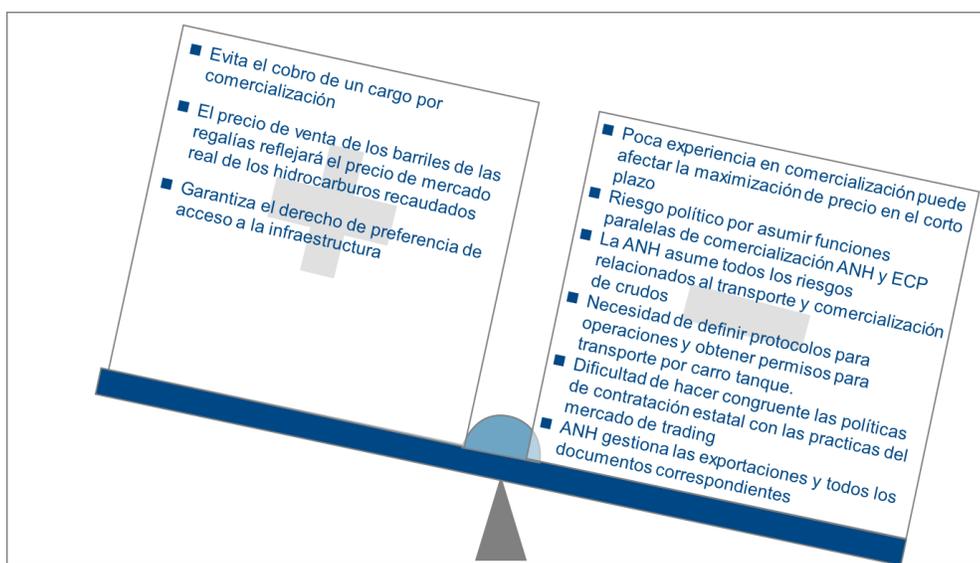
- La ANH ejerce directamente las actividades de recaudo, comercialización y giro de regalías conforme lo permite la ley
- Desventajas
 - La ANH asume todos los riesgos inherentes a las operaciones de almacenamiento, transporte, exportación y venta del producto.
 - Potencial riesgo político al competir con Ecopetrol en la venta del crudo del Estado en los mercados internacionales. Adicionalmente, algunos agentes del gobierno podrían ver esta opción como una duplicación de funciones con la Empresa Estatal Ecopetrol
 - Requiere un esquema de seguros para el amparo de siniestros, pólizas de RCE y garantías de pago de terceros
 - La ANH debe gestionar los documentos de exportación del crudo

Aspectos Administrativos

- Ventajas
 - Conocimiento detallado y mejor control de costos de logística y manejo que estarán bajo la responsabilidad directa de la ANH
- Desventajas
 - Necesidad de incrementar los recursos humanos de la ANH para el nuevo equipo de Comercialización
 - Costos iniciales significativos de sistemas de información
 - Dificultad de hacer congruente las políticas de contratación estatal con las prácticas del mercado de trading

En la figura 48 se resume las principales ventajas y desventajas de la opción de Comercialización Directa

Figura 48: Opción de Comercialización Directa



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Bajo un esquema de comercialización directa, la ANH tendría que competir y negociar con agentes mucho más experimentados y sofisticados en las actividades de trading internacional. Como se observa en la siguiente figura existen altos niveles de desarrollo en las actividades de trading y la ANH entraría en el nivel más básico de estas actividades desaprovechando el know-how que podrían tener otros agentes de mercado especializados. Esta situación no es la más deseable dado que la ANH tendría limitaciones para maximizar los precios pero asumiría la totalidad de los riesgos de la comercialización.

Figura 49: Niveles de Competencias en las Operaciones de Trading



Fuente: análisis Arthur D. Little. Nota: NOC (National Oil Company)

La creación de un brazo comercializador en la ANH implicaría inversiones significativas en recursos humanos y sistemas de información para adaptar la Agencia a las prácticas modernas de comercialización de hidrocarburos en Colombia. Con base en el análisis del personal requerido y los recursos para su operación se estima que el costo anual de un brazo comercializador puede ascender a 8.5 MMUS discriminados en cerca de \$4.5 USMM en personal (~40 profesionales) y costos operativos anuales de \$ 4.00 USMM bajo los siguientes supuestos:

- El personal mínimo de operación incluye traders para el mercado internacional, traders para el mercado doméstico, trader para las operaciones de cobertura, personal dedicado para la coordinación de las actividades de transporte por carro tanque, personal encargado de las operaciones marítimas, personal encargado del transporte por ducto, personal encargado de las operaciones de dilución, inspectores, personal de back office, gerentes, y apoyo legal y financiero
- Los costos anuales de operación que incluyen oficinas, equipos, suscripciones, viajes, mantenimientos, honorarios, entrenamiento y capacitación, entre otros.

Teniendo en cuenta el costo estimado y los barriles anuales de regalías se estima un costo por barril comercializado de \$ 1.80 USD lo cual estaría por encima de la tarifa de comercialización establecida en el contrato con Ecopetrol.

Figura 50: Modernización de Procesos y Sistemas de Información



Fuente: análisis Arthur D. Little. Nota: NOC (National Oil Company)

La introducción de mejores prácticas en los procesos de comercialización y los sistemas es un pre-requisito para la competitividad de las actividades de trading. La tendencias del mercado han evolucionado de procesos de licitación (utilizados tradicionalmente por empresas estatales) a negociaciones directas soportadas por claros procedimientos y políticas de delegación de autoridad.

- **Prácticas Antiguas:**
 - Contacto con los clientes por Carta o Fax
 - Operaciones realizadas a través de licitaciones
 - Poca comunicación con agentes de mercado antes o durante el proceso de licitación
 - Fechas fijas y precios fijos
 - Fax o comunicación de confirmación de la operación hasta 36 horas más tarde
 - Procesos de aplicación reactiva de los consumidores
 - No retroalimentación a los participantes en los tender en el proceso
 - Encuestas escasas a los clientes para evaluar el desempeño de las operaciones

- **Prácticas Modernas**
 - Negociaciones uno a uno con los clientes y uso de otras herramientas de trading
 - Conversaciones telefónicas complementadas con información en tiempo real del mercado
 - Acuerdos operacionales y de precios flexibles
 - Decisiones instantáneas en el teléfono
 - Discusiones permanentes con traders y clientes sobre los factores que afectan el mercado incluso cuando no hay productos para comprar o vender
 - Mercadeo activo de crudo y productos
 - Información del mercado para desarrollar análisis propios de las tendencias
 - Encuestas a clientes para identificar oportunidades de mejora

Las mejores prácticas en operaciones de trading típicamente requieren la definición de organizaciones, procesos y sistemas dinámicos para poder ejecutar estrategias de trading complejas lo cual presenta un desafío significativo en una Agencia Estatal como la ANH que está sujeta a regulaciones bastante estrictas definidas por las entidades de control de Estado.

Opción 1a y 1b Venta en Boca de Pozo o Venta FOB en Puerto

Teniendo en cuenta las posibles modalidades de comercialización directa se identifican algunas ventajas y desventajas propias de cada opción y adicionales a las comentadas anteriormente:

	1a Venta en Boca de Pozo	1b. Venta FOB en Puerto
Ventajas	La ANH transfiere los riesgos de transporte y logística hasta el puerto de exportación o la refinería	La ANH podría comercializar directamente el crudo con múltiples compradores internacionales
Desventajas	<p>Se podría poner en riesgo el derecho de preferencia para el acceso los oleoductos afectando el precio Net Back</p> <p>Dado que no existen múltiples jugadores con facilidades de almacenamiento y transporte en el país se podrían presentar limitaciones en cuanto a los compradores en boca de pozo</p>	<p>La ANH asume los riesgos de logística y transporte hasta el puerto</p> <p>Las operaciones de dilución, recolección deberán ser subcontratadas dado que la ANH no cuenta con personal para realizar las mismas por su propia cuenta</p> <p>La ANH deberá gestionar todos los permisos para la operación y transporte del crudo de regalías y de Derechos Económicos</p>

5.1.2 Alternativa de Convenio con Ecopetrol

Definición: Negociación de un nuevo contrato para la comercialización de crudo con Ecopetrol

Partes involucradas:



Caracterización

- Renovación o negociación de un nuevo contrato de compra – venta con Ecopetrol donde se mantiene el esquema actual de recaudo y comercialización en cabeza del mismo
- Renegociación de las fórmulas para la definición de precios alineada con las prácticas de la industria para la compra-venta de crudo

Aspectos Económicos

- Ventajas

- Ecopetrol es el mayor productor y exportador del crudo colombiano por lo tanto cuenta con ventajas de economía de escala en los costos de transporte y logística. Adicionalmente tiene un significativo control de la infraestructura
- Experiencia en trading internacional de Ecopetrol debería ayudar a incrementar los precios de la canasta de exportación
- Garantía de pago de las regalías a tiempo
- Maximización del valor del crudo destinado al mercado nacional por la integración en la cadena con el negocio de refinación
- Desventajas
 - Expectativa de un margen elevado de comercialización por parte de Ecopetrol, inclusive para el crudo destinado a refinación
 - Mantener la comercialización de los volúmenes de regalías con Ecopetrol tiende a incrementar su posición dominante en el mercado de crudos colombianos
 - El esquema actual del reembolso de todos los costos de logística y transporte vigente con Ecopetrol no genera incentivos para optimizar la logística del crudo de regalías ya que puede descontar del precio de compra todos los costos reales incurridos

Aspectos Técnicos – Logísticos

- Ventajas
 - Posibilidad de tener ventajas de acceso a la infraestructura controlada por Ecopetrol
- Desventajas
 - Fórmulas de crudo destinado a refinación doméstica vigentes sujetas a costos de refinación de Ecopetrol
 - Ausencia de ajuste de calidad para crudos destinados a refinación
 - Altos costos de dilución y transporte por carrotanque en comparación a las referencias del mercado

Aspectos Jurídicos

- Ventajas
 - Esquema probado y revisado jurídicamente por la autoridades de cada una de las partes y organismos de control
- Desventajas
 - Riesgo de cuestionamientos futuros en la medida que Ecopetrol incremente el porcentaje de participación privada en su patrimonio
 - Dificultadas en el uso del derecho de preferencia por interpretaciones de los operadores de oleoductos sobre la permanencia del Derecho de Preferencia una vez transferida la propiedad en Boca de Pozo

Aspectos Administrativos

- Ventajas
 - Ya existe una experiencia y trayectoria de varios años con Ecopetrol en esta materia
 - Facilidad para cerrar negociación en un plazo breve
- Desventajas

- Cambios de condiciones contractuales deben acordarse en un proceso de negociación entre las partes que pueden responder a intereses estatales y que pueden desviarse de las mejores condiciones de mercado

El diagnóstico y evaluación detallada del contrato de compra venta vigente se desarrolló en el capítulo 1 del presente documento.

5.1.3 **Convenio con uno o varios agentes de Mercado**

Definición: Lanzamiento de un proceso de contratación abierto para la comercialización del crudo de regalías en boca de pozo para contratar a uno o varios terceros diferentes de Ecopetrol

Partes involucradas



Caracterización:

- Bajo esta alternativa la ANH lanzaría un proceso de contratación abierto para la selección de uno o varios operadores privados que se encarguen del recaudo, transporte, manejo y comercialización del crudo de regalías
- La ANH se encargaría de la administración del contrato asegurando el cumplimiento de las obligaciones estipuladas en los acuerdos
- Se deberá definir una metodología para la estimación del precio de venta de cada campo que refleje las condiciones del mercado
- Todas las actividades de coordinación logística, incluyendo los riesgos inherentes a la actividad, serán transferidos a los operadores privados desde la boca de pozo de cada campo de producción

Aspectos Económicos

- Ventajas
 - Un proceso competitivo bien manejado podría resultar en costos de comercialización más bajos para la ANH, no obstante esto se podría confirmar con un Sondeo de Mercado previo al lanzamiento oficial del concurso
 - Jugadores más sofisticados en la comercialización internacional de crudos podrían maximizar precios de exportación del crudo de regalías
- Desventajas
 - Bajo un escenario donde no se reconociera el derecho de preferencia para el crudo de regalías vendido en boca de pozo, se impactaría negativamente los precios dado que los privados tendrían que pagar tarifas de mercado para acceder a descargaderos e infraestructura de transporte las cuales se encuentran por encima de las establecidas por MinMinas
 - Ecopetrol podría dificultar el acceso a su infraestructura de transporte y terminales de exportación

- Se podría incrementar el riesgo de liquidez para la ANH si no se cuentan con las garantías efectivas para respaldar cualquier retraso en los pagos
- El tercero buscará liquidar las regalías conforme a su precio de venta en el mercado nacional e internacional por lo tanto el precio obtenido por la comercialización podría no coincidir con el precio de liquidación

Aspectos Técnicos – Logísticos

- Ventajas
 - Si los jugadores cuentan con capacidad en oleoductos y puertos de exportación pueden utilizarla en adición a las capacidades del derecho de preferencia
 - La contratación de un jugador enfocado principalmente en optimizar los costos de logística y maximizar el valor del derecho de preferencia de la ANH puede generar ventajas económicas
- Desventajas
 - Pocos jugadores con capacidades de trading internacional y acceso a infraestructura y capacidades logísticas en Colombia
 - Alta dependencia en Colombia para la evacuación de crudos de infraestructura controlada por Ecopetrol

Aspectos Jurídicos

- Ventajas
 - Selección y contratación mediante proceso competitivo le otorga mayor transparencia al esquema de comercialización de regalías
 - La ANH no asume riesgos de pérdida del crudo en ningún momento
- Desventajas
 - Posible pérdida del derecho de preferencia por interpretaciones legales sobre cambios de la titularidad del crudo una vez se hace la entrega en Boca de Pozo
 - Se incrementan los riesgos de auditorías al estar involucrados agentes privados
 - Potenciales conflictos de interés frente a negocios propios del tercero
 - Necesidad de solicitar garantías de pago líquidas que minimicen el riesgo de cartera puede incrementar el costo de comercialización de la ANH

Aspectos Administrativos

- Ventajas
 - La Agencia puede predefinir los criterios de selección y asignación contractual de acuerdo a sus necesidades
 - Podrían incluirse incentivos de desempeño en el esquema contractual
- Desventajas
 - Restricciones típicas de un proceso de contratación pública
 - La contratación requiere de plazos largos para la estructuración de la licitación y ejecución del proceso de selección
 - Necesidad de mayor escrutinio en los controles de costos

El principal reto de esta opción es asegurar la selección de una contraparte que cuente con los recursos y experiencia suficientes para mejorar la oferta de ECOPETROL. Adicionalmente al

involucrar jugadores 100% privados en los procesos de recaudo y comercialización se hace necesario el fortalecimiento de los controles del contrato para evitar futuros conflictos de interés.

Actualmente son muy pocos los jugadores de E&P en Colombia que compran crudos de otros operadores para exportación, el principal comercializador es el Grupo Ecopetrol (incluyendo Equion y Hocol) seguido por la empresa Pacific Rubiales. Talisman cuenta con contratos de compra venta en boca de pozo y contratos de mandato con otros productores del país a los cuales les cede parte de su capacidad de transporte y les ayuda en la venta internacional de los volúmenes producidos. Otros potenciales exportadores son Perenco y Cepcolsa lo cuales realizan exportaciones por Coveñas.

Figura 51: Empresas E&P con Comercialización Internacional Propia

Potenciales Agentes – Compañías de E&P con Comercialización Propia						
Empresa	Vol. de Prod en Col (Kbd)	Vol. de Exp Col (Kbd)	Acceso a Infraestructura	Opciones Logísticas	Punto de Entrega	Puerto
ECOPETROL	350	434	✓	Dilución, Exp. Refinación	Vasconia, Monterrey, Cusiana, Rubiales, Araguane, Santiago, Ayacucho, Lérída, Toldado, Neiva, Orito	Coveñas
EQUIÓN	45	8	✓	Exportación	Vasconia, Cusiana	Coveñas
EMERALD	7	-		Dilución / Exp	Monterrey, Rio ceibas, Neiva, Lérída	Coveñas
TALISMAN	-	5.7	✓	Dilución / Exp	Monterrey, Cusiana, Vasconia	Coveñas
META PETROLEUM	285	123	✓	Dilución / Exp	Guaduas, Cusiana, Rubiales	Coveñas
HOCOL	20	33	✓	Exportación	Lérída, Vasconia Araguane	Coveñas
PERENCO	18	0.7		Exportación	Vasconia	Coveñas
VETRA	3	-	✓	Exportación (solo propio)	NA	Tumaco – Esmeraldas
GRAN TIERRA	15	-	✓	Exportación (solo propio)	NA	Tumaco – Esmeraldas
CEPCOLSA	25	5.3	✓	Exportación (solo propio)	NA	Coveñas

Fuente: Enex, Naves, ACP

Otros agentes del mercado que estarían potencialmente interesados en comprar los crudos de regalías son empresas netamente comercializadoras o traders. La mayoría de los Traders que compran crudo en Colombia lo hacen FOB, no obstante recientemente nuevas empresas han iniciado compra de crudo en boca de pozo como Shell, Gunvor y Trafigura entre otros.

Figura 52: Empresas de Trading en Colombia

Potenciales Agentes – Traders de Crudo Colombiano				
Empresa Trading	Actividad	Punto de Recepción	Puertos	Comentarios
BP TRENACO	EXP	Boca de Pozo	B/quilla	<ul style="list-style-type: none"> Recientemente empresas como BP, <u>Trafigura</u>, <u>Guvnor</u> y otras han empezado a comprar los crudos en boca de pozo para exportarlo principalmente por Barranquilla o Cartagena Existen algunos traders internacionales que compran FOB pero que podrían asociarse con empresas nacionales para facilitar la logística y recibir los crudos en boca de pozo
CATHAY-BULLPESA	EXP	Boca de Pozo	Cartagena	
GLENCORE	EXP	FOB	Coveñas	
GUVNOR	EXP	Boca de Pozo	Coveñas + B/quilla	
NOBLE	EXP	FOB	Coveñas	
P66	EXP	FOB	Coveñas	
PETROBRAS TRADING	EXP	FOB	Coveñas	
SHELL	EXP	FOB y prox. Boca de Pozo	Coveñas	
TRAFIGURA	EXP	FOB + Boca de Pozo	Coveñas + B/quilla	
VITOL	EXP	Cusiana	Coveñas	

Fuente: Enex, Naves

Opción 2b1– Convenio con cada Productor de Crudo y 2b2 - Convenio diferenciado de Logística y Comercial

Además de la opción se suscribir un contrato de comercialización con uno o varios agentes de Mercado, se analizaron algunos modelos híbridos a través de los cuales la ANH podría asegurar la comercialización del crudo

- Opción 2b1– Convenio con cada Productor de Crudo: Bajo esta opción se estima un escenario en que la ANH suscriba un contrato con los productores de crudo para la comercialización del crudo de regalías
- Opción 2b2– Convenio diferenciado de Logística y Comercial: Bajo esta opción la ANH suscribiría dos contratos con diferentes agentes, uno por los servicios de recolección y logística y otro por los servicios de comercialización.

A continuación se describen las ventajas y desventajas de cada una de estas opciones las cuales son adicionales a las descritas anteriormente en la presente sección:

	2b1 Convenio con Cada Productor	2b2. Convenio diferenciado de Logística y Comercial
Ventajas	Puede asegurar el derecho de preferencia para el acceso a la infraestructura de transporte dependiendo la modalidad que se adopte (Mandato o Compra-Venta)	<p>Puede asegurar el derecho de preferencia dependiendo el tipo de contrato empleado para la logística</p> <p>Múltiples jugadores internacionales sin experiencia en Colombia podrían estar interesados en el convenio comercial</p>
Desventajas	<p>Esta opción no se estima conveniente porque sería un modelo similar al de monetización pero implicaría el pago de la tarifa de comercialización</p> <p>Implica un alto costo administrativo para la ANH por la suscripción de contratos y el seguimiento a la ejecución de los mismos con cada uno de los productores</p>	<p>Se pueden perder sinergias entre las actividades de logística y las actividades de comercialización de crudo que tendría un solo agente por lo tanto puede incrementar los costos administrativos para la ANH</p> <p>La mayoría de las empresas del sector realizan las actividades de transporte y comercialización en conjunto por lo tanto la separación de las actividades puede no ser muy atractivo incrementando la tarifa del agente encargado únicamente de la logística</p>

5.1.4 Monetización del Recaudo de Regalías

El recaudo de regalías en dinero es la metodología más comúnmente utilizada en la industria internacional. Partes involucradas:



Caracterización:

- La ANH ejerce su derecho recaudar las regalías en dinero mediante acto administrativo
- Los productores tendrían que transportar y comercializar todo el crudo de sus contratos (incluyendo el equivalente a las regalías pagadas) bien sea de manera directa o mediante la venta en boca de pozo a otros actores con mayor capacidad comercial
- Se deberá establecer la metodología para la definición de precio en boca de pozo que refleje los respectivos costos de logística y manejo de crudo según sus particularidades
- Mensualmente los productores pagaran a la ANH las regalías liquidadas conforme a las condiciones establecidas

Aspectos Económicos

- Ventajas

- “Democratiza” la comercialización del crudo de regalías al dejarla en manos de cada jugador
- Se pueden alinear los intereses del productor y de la ANH al definir una fórmula de liquidación que parta de los precios de venta promedio del crudo propio de cada agente
- Elimina la necesidad de pagar un margen de comercialización, aunque este podría estar implícito en la fórmula de precios
- Desventajas
 - Potencial desviación entre el valor de mercado y el valor de liquidación del crudo de regalías dependiendo la regulación vigente
 - Se incrementa el riesgo de liquidez para la ANH si hay jugadores que se retrasen en el pago de sus regalías
 - Posible pérdida del derecho de preferencia dado que el productor comercializa todo el crudo como propio
 - Dificultad para capturar un mayor valor asociado al crudo que se refina domésticamente

Aspectos Técnicos – Logísticos

- Ventajas
 - Incentiva a cada productor a buscar la mejor opción logística para la evacuación y venta de todo su crudo dado que sus propios costos dependen de dicha optimización
 - Incrementa presión sobre Ecopetrol para garantizar libre acceso a infraestructura disponible
- Desventajas
 - Disrupciones de corto plazo en el sistema ya que todos los jugadores tendrán que incrementar los volúmenes de crudo que transportan y comercializan directamente

Aspectos Jurídicos

- Ventajas
 - Los contratos de E&P contienen claramente la opción de recaudar las regalías en dinero a solicitud de la ANH
 - Esquema alineado con mejores prácticas internacionales
 - La ANH no asume ningún riesgo de pérdida del crudo
- Desventajas
 - Algunos jugadores podrían objetar deterioro de condiciones económicas en sus contratos de E&P si la fórmula de precios no los favorece
 - Riesgo de cartera se incrementa para los productores

Aspectos Administrativos

- Ventajas
 - Ya existe una experiencia para la ANH en el tema de gas natural
 - Se elimina la necesidad de contratar un agente recaudador y comercializador
- Desventajas
 - Necesidad de fortalecer los mecanismos de control para verificar el pago correcto de cada productor con respecto a su producción
 - Dificultad para definir una fórmula de precios que se ajuste de la mejor manera a las condiciones de mercado y al valor de oportunidad real para cada campo del país

- Seguimiento a la liquidación de múltiples actores con particularidades de acceso a infraestructura y comercialización de crudo

La ANH ya tiene un proceso definido para el recaudo de regalías en dinero para algunos campos de difícil recaudo que no entran en el contrato actual con Ecopetrol

Proceso de Liquidación de Regalías en Dinero

Conforme a la normatividad vigente, dentro de los 5 días hábiles del mes siguiente a la publicación por la ANH de los Campos que hayan producido regalías, el operador de cada Campo Productor debe entregar a la ANH un Reporte de Información. Para la liquidación mensual de regalías pagadas en dinero la ANH elabora mensualmente dentro de los 20 días hábiles siguientes a la terminación del mes, la liquidación provisional mensual de las regalías pagadas en dinero acuerdo a la siguiente expresión:

$$Liq = Volumen \times \%Regal \times P. Base de Liq$$

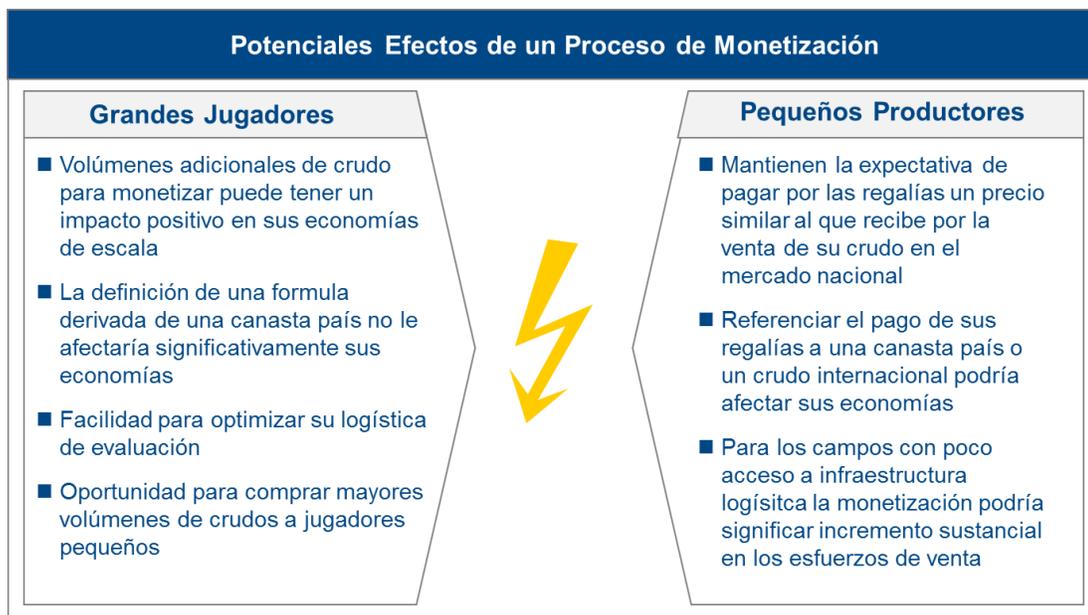
La ANH envía mensualmente la Cuenta de Cobro a cada operador dentro de los 8 días hábiles siguientes a la fecha de recibo del Reporte de Información y el operador tiene la obligación de pagar la cuenta de cobro dentro de los 3 días hábiles siguientes a la radicación de la misma.

La ANH se salvaguarda el derecho de hacer ajuste a las liquidaciones mensuales en caso de ser necesario al cierre de cada trimestre y cuando se consoliden de las liquidaciones definitivas

El proceso de recaudo en dinero se basa en un esquema de reporte de precios reales de venta al igual que los costos de transporte, logística y manejo. Bajo este esquema la ANH debe preparar cuentas de cobro individualizadas por campo las cuales representarían un carga operativa importante de masificarse el proceso.

La monetización de las regalías puede presentar distintos impactos sobre los contratistas de E&P dependiendo del tamaño de sus operaciones, acceso a infraestructura y capacidades de comercialización como se ilustra en la siguiente figura:

Figura 53: Potenciales Efectos de un Proceso de Monetización



Fuente: Análisis Arthur D. Little

5.1.5 Esquemas Híbridos de Comercialización

Además de los esquemas generales descritos anteriormente se han analizado diversos esquemas híbridos que se podrían derivar de cada opción dependiendo el tipo de contrato, lugar de entrega y formula de liquidación. En la Figura a continuación se resumen las principales alternativas analizadas

Figura 54: Potenciales Efectos de un Proceso de Monetización

Alternativas Híbridas para el Recaudo de Regalías					
Alternativas	Modelos Híbridos	Tipo de Contrato		Formula de Liquidación	
		Mandato	Compra Venta	Precio venta y costos reales	Precio venta canasta y costos estimados
Comercialización Directa	Venta Crudo en Boca de Pozo		☑		Costos estimados
	Venta Crudo FOB Coveñas		☑	☑	
	Comercialización propia de un % de las Regalías		☑	☑	
Comercialización a través de un Tercero	Contrato con Ecopetrol	☑	☑	☑	☑
	Contrato con uno o varios Privado	☑	☑	☑	☑
	Contrato de logística y un comercializador FOB Coveñas	☑	☑	☑	☑
Monetización del Pago de Regalías	Monetización del 100% de la regalías			☑	☑
	Monetización parcial de las Regalías y combinación con otras opciones			☑	☑

Fuente: Análisis Arthur D. Little

En la alternativa de Comercialización Directa se establece que en cualquiera de las variaciones potenciales, la ANH establecería contratos de venta con su contraparte quien tomaría la propiedad del crudo desde el punto de entrega. En cualquiera de estos casos, la ANH solamente podría transferir a las entidades el precio real de venta del crudo, dado a que no tendría capital de trabajo para absorber el riesgo de diferenciales entre el precio de venta ANH vs. el precio canasta de exportación del país. Si bien en la opción de venta en Boca de Pozo el comprador asumiría los costos de transporte y logística del crudo, la ANH tendría que hacer estimaciones de logística para poder llevar el precio FOB Coveñas al campo. Se considera que a pesar de las variaciones que se adopten en la opción de comercialización directa, el costo-beneficio de constituir un brazo comercializador propio no es positivo como se explicó anteriormente.

En las variaciones del esquema de comercialización a través de un tercero existe un abanico amplio de posibilidades contractuales y comerciales. En cualquier caso se considera que la ANH debe buscar asegurar el derecho de preferencia para el transporte de crudo (contrato de mandato o de compra venta) y transferir la mayor parte de los riesgos a su contraparte (más factible en el contrato de compra-venta). Desde el punto de vista comercial se identifican diferentes opciones para la liquidación del precio de venta y los descuentos respectivos para cada campo. Este aspecto de la fórmula de precios se analizará en la siguiente sección.

En las alternativas relacionadas a un esquema de monetización no es necesario definir ningún esquema contractual dado que la ANH directamente expediría la resolución adoptando la recaudación en dinero, no obstante, las decisiones se deberán enfocar en la definición de una fórmula de precios que refleje las condiciones del mercado reales y que sea de fácil control y seguimiento para las partes. En ese sentido, se plantean las dos opciones: modelo referenciado a canasta país con costos máx. estimados de logística o un modelo alterno referenciado al precio real de venta con costos reales reportados. Ambos modelos se analizan a continuación.

5.1.6 Fórmulas de Precios

La metodología más utilizada en la industria es la definición de un precio Net Back que parte de un indicador de mercado líquido y ampliamente utilizado para la valoración de crudos. De esta forma la fórmula de precios tiene dos componentes: el precio de venta de referencia ajustado por calidad y los descuentos o costos para llevar el precio a Boca de Pozo.

$$\text{Precio de Liquidación Net back} = \text{Precio de Venta} - \text{Deducciones}$$

El precio de venta puede tener dos tipos de variaciones:

- **Precio de Venta Real:** Bajo este esquema el precio de venta se determina a partir de los reportes emitidos por el productor/ comercializador donde se evidencia el precio de venta efectivo promedio del crudo del mes de liquidación. La principal ventaja de esta metodología es que permite alinear los intereses de la ANH y los del productor en un escenario de monetización, al garantizar que el productor reciba el mismo precio por su propio crudo. No obstante, bajo este esquema de debe establecer un sistema de control y verificación que asegure que el precio de venta reportado está alineado con las tendencias del mercado. Algunas opciones consisten en definir una desviación máxima con respecto a precios marcadores FOB Colombia ajustados por Calidad o el pago de un precio mínimo establecido por la ANH mensualmente.

- Precio Canasta: Esta metodología genera riesgos importantes para el productor / comercializador quien tiene que pagar el crudo a un precio definido por la ANH como promedio de exportación de todos los productores en el país. Bajo este esquema se debe tener en cuenta que si hay disparidades fuertes en la calidad del crudo, se requiere hacer una segmentación de la canasta por calidad para evitar desviaciones significativas en el precio de liquidación. En este esquema, la ANH ahorra esfuerzos de auditoria y seguimiento pues ella misma define el precio.

En cualquier caso se deben establecer reglas de ajuste de calidad para determinar el precio de cada crudo/campo y garantizar alineación con las condiciones de mercado.

$$\text{Precio de Liquidación Net back} = \text{Precio de Venta} - \text{Deducciones}$$

El segundo componente de la formula son las deducciones de costos para llegar al Net Back. Las principales deducciones que típicamente se incluyen en un cálculo de precios son:

- Costo de dilución: costo del diluyente incluyendo transporte, almacenamiento, y proceso de mezcla cuando aplique
- Costo de descargadero: costo de utilización de los descargaderos para la entrada a los oleoductos
- Costo de transporte por oleoducto: costo de la tarifa definida por el Ministerio de Minas y Energía para cada oleoducto
- Costo de transporte de carro tanque: costo de los carro tanques empleados para el transporte del crudo de regalías cuando aplique
- Costo de transporte fluvial: costo del transporte por barcazas cuando aplique
- Costo de trasiego: costo de transferencia del producto de un medio de transporte a otro cuando se incurra
- Costo de almacenamiento: costo de almacenamiento del crudo de regalías en tanques luego de la salida del campo cuando se incurra
- Costos de puerto: tarifa de utilización del puerto de exportación
- Costo de comercialización: sólo aplicaría cuando se contrate un agente comercializador y deberá responder a un proceso competitivo

Bajo un esquema de reconocimiento de costos reales, la ANH deberá establecer techos a las deducciones por costos que respondan a criterios de mercado y eficiencia en las operaciones Ej. % de dilución máx. con base a requerimientos de ductos. Por otra parte, bajo un esquema de costos predefinidos, la ANH deberá establecer y revisar al menos semestralmente los costos por regiones / cuencas productoras y tipo de crudo para asegurar su alineamiento con variables operativas y de mercado. En cualquier caso, debido a la complejidad de la logística de evacuación de crudos en Colombia pueden presentarse diferencias económicas sustanciales en costos de logística para los operadores cuando no se garantiza el derecho de preferencia

En el esquema de contratación de un comercializador se considera que una fórmula de precios con deducciones predefinidas podría beneficiar a la ANH dado que se generan incentivos para a la

eficiencia del comercializador como se resumen en la siguiente figura. Utilizando este mecanismo la ANH podría calcular el costo de la ruta de evacuación para los diferentes crudos teniendo en cuenta información histórica, referencias de mercado, ruta óptima haciendo uso del derecho de preferencia, etc. Estos insumos permitirán definir una tarifa que sería negociada con el comercializador. Esto serviría de incentivo para que el comercializador mantenga costos por debajo de la tarifa pactada.

En un esquema de monetización una fórmula de precios con deducciones predefinidas podría generar costos adicionales para algunos productores perjudicando sus economías debido a las diferencias en el costo de logística propios de cada operador, tipo de crudo y las facilidades de acceso a los sistemas de evacuación.

Figura 55: Comparación de Esquemas de Formula de Precios

Costos Predefinidos	Costos Reales
<ul style="list-style-type: none"> ■ Genera incentivos al comercializador dado que captura los beneficios de las eficiencias que genere en logística por debajo de costo acordado ■ Garantiza que las rutas de evacuación del crudo de regalías se calculan sobre la base de una ruta óptima sacando el mayor provecho del Derecho de Preferencia ■ Facilita la administración del contrato debido a que las revisiones de costos se hacen semestralmente 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Las deducciones de los precios de venta se ajustan a las condiciones del mercado vigentes ■ Bajo riesgo para el comercializador dado que recibe reembolso por todos los costos incurridos
<ul style="list-style-type: none"> ■ Distorsiones frecuentes en la capacidad de transporte (e.i., voladuras) genera altos riesgos para el comercializador quien asume los sobrecostos en el transporte ■ La ANH requiere implementar un sistema de información eficiente para hacer seguimiento a los costos del mercado y ajustarlos periódicamente 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Requiere un mayor control y auditorias de costos para verificar las deducciones mensuales de costos ■ No se establecen incentivos para la eficiencia de comercializador en los costos de logística

Fuente: Análisis Arthur D. Little

5.2 Definición de Criterios de Evaluación de las Alternativas de Comercialización

Como parte del ejercicio de evaluación y análisis de alternativas se identificaron criterios para comparar y valorar las posibles opciones conforme a los intereses y a el mandato de la Agencia. Durante la ejecución de la Fase 1 se identificaron seis criterios principales que se describen a continuación:

- Maximización del valor de venta del crudo:** La ANH debe implementar un sistema que le permita maximizar el valor de los barriles de crudo recibidos por concepto regalías y participaciones del Estado
- Seguridad y oportunidad de pago:** La ANH debe cumplir con su mandato de asegurar el pago oportuno de recursos a la Nación

- c) **Simplicidad en la administración del Recaudo y Giro:** El sistema de comercialización debe estar alineado con el proceso de giro de recursos a las entidades del Estado quienes son directos beneficiarios
- d) **Alteración de las economías de los operadores:** Se espera que los cambios en el sistema de comercialización de regalías no altere sustancialmente las economías de los productores o afecte el interés de potenciales inversionistas en la industria de hidrocarburos
- e) **Factibilidad de implementación:** El nuevo sistema se debe evaluar en relación a los costos, tiempo y esfuerzo requeridos para su implementación por parte de la ANH
- f) **Sostenibilidad a largo plazo:** El esquema de comercialización debe ser sostenible en el largo plazo y estar alineado con las políticas de competitividad promovidas en el sector petrolero colombiano

Con base en las discusiones y talleres llevados a cabo con el equipo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos se estableció que los tres primeros criterios: Maximización del valor de venta del crudo, Seguridad y oportunidad de pago y Simplicidad en la administración del Recaudo y Giro son la prioridad actual de la ANH.

6 Pre-mercadeo: Acercamiento a Potenciales Comercializadores

Para el cierre de la Fase 1 se llevaron a cabo entrevistas a diferentes jugadores del mercado para conocer su interés en un potencial contrato de comercialización de regalías y con el fin de recoger los principales mensajes sobre las condiciones bajo las cuales el negocio podría ser atractivo. A continuación se presenta el listado de las empresas entrevistadas

Empresa	Contacto	Fecha Entrevista
Ecopetrol	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Luis Francisco Sanabria – Gerente de Refinados ▪ Carolina Cure – Gerencia de Refinados ▪ Bernardo Castro – Gerente de Planeación y Suministro ▪ Natalia Mantilla – Gerencia de Refinados 	<p>Septiembre 4, 2014 Septiembre 18, 2014</p>
BP	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Enrique Lee – Crude Oil Trader ▪ Alejandro Arboleda – Crude Oil Trader 	Septiembre 4, 2014
Talisman	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Chris Spaulding – Country Manager ▪ Rigoberto Merino – Commercial Analyst 	Septiembre 11, 2014
Vitol	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Camilo Londoño – Executive Vice-President 	Septiembre 4, 2014
Shell	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nicolas Uribe – Crude Business Development Manager 	Septiembre 5, 2014
Pacific	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Luis Pacheco – Gerente de Planeacion Corporativa 	Septiembre 18, 2014
Trafigura	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nicolas Daguerre – Crude Oil Trader ▪ Emilio Comotti – Crude Oil Trader 	Septiembre 5, 2014

Todas las empresas entrevistadas tienen presencia en Colombia. Las empresas Trafigura, Vitol y BP están enfocadas en el trading de crudo, mientras que Shell, Pacific y Talismán son operadores upstream. Actualmente todos los participantes en esta iniciativa cuentan con amplia experiencia en la comercialización internacional de crudo como se observa a continuación:

Figura 56: Caracterización de Empresas Entrevistadas

Pre-mercadeo : Caracterización de empresas entrevistadas						
	Productor en Colombia	Capacidad de Refinación Nac.	Capacidad de Refinación Intl.	Infra. Transporte en Colombia	Red de Comercialización Internacional	Compra de crudo Boca de Pozo Colombia
Ecopetrol	✓✓✓	✓✓		✓✓✓		✓✓✓
BP			✓✓✓		✓✓✓	✓
Shell			✓✓✓	✓	✓✓✓	✓
Vitol				✓	✓✓	✓
Trafigura				✓	✓✓	✓
Pacific	✓✓			✓✓		✓✓
Talisman	✓			✓✓	✓	✓

✓ Magnitud de las operaciones

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Por compromiso de confidencialidad con las empresas no se documentan en el presente reporte las respuestas de cada uno de los jugadores entrevistados, pero en el Anexo 2 se incluye el cuestionario desarrollado durante las visitas. A continuación se identifican los mensajes clave para la evaluación de las alternativas de comercialización de regalías recibidos,

- **Derecho de Preferencia:** El derecho de preferencia es un requisito para que terceros privados puedan comercializar el crudo de regalías eficientemente. Dado a que la propiedad de la capacidad en los oleoductos está ampliamente concentrada, es imperativo que se garantice el traspaso del derecho de preferencia al comercializador para tener la oportunidad de competir con jugadores como Ecopetrol o Pacific Rubiales
- **Riesgos Ambientales:** La transferencia de riesgos ambientales es una decisión que requiere la aprobación de la casa matriz en la mayoría de las empresas por la importancia que tiene en el mercado internacional asumir este tipo de riesgos. En cualquier caso, la mayoría de los jugadores buscarían tercerizar el riesgo mediante pólizas de seguro que podrían incrementar el costo de comercialización
- **Manejo del IVA:** Para que el negocio sea atractivo se tiene que buscar una figura que no genere saldos de IVA por rembolsar para el comercializador. Actualmente las ventas internas de crudo generan saldos por rembolsar de IVA los cuales son competencia de la DIAN y toma más de 18 meses en efectivamente recuperarse. Para hacer un negocio de comercialización de regalías rentable es importante que se busque una figura jurídica que minimice estos costos para el agente comercializador de forma que no se tenga que castigar el costo del servicio para la ANH

- **Asignación segmentada:** La mayoría de los privados entrevistados recomiendan que la ANH segmente la asignación de la comercialización con el fin de comparar el desempeño de diversos comercializadores y obtener los beneficios de las ventajas competitivas de cada agente. Cada uno de los agentes entrevistados tiene fortalezas específicas en algunas regiones o medios de transporte (Shell: transporte por carro tanque, Trafigura: Transporte en barcazas en el Magdalena Medio, etc.) por lo tanto consideran importante tener la opción de segmentar las asignaciones para hacer a la ANH ofertas altamente competitivas
- **Garantía de Pago:** Existen múltiples opciones para garantizar el pago de las regalías que van desde un prepago hasta una carta de crédito. No obstante, el costo de mantener las garantías se reflejará en el fee de comercialización

7 Comparación de Alternativas de Comercialización

Para la comparación de alternativas se han desarrollado tres tipos de análisis complementarios:

- a) Matriz de Priorización: comparación de las alternativas con base en criterios cualitativos
- b) Análisis de los Beneficios Económicos: Estimación de la mejora potencial en el Net Back del crudo comercializado bajo los diferentes esquemas
- c) Análisis de Riesgos: Comparación de los riesgos inherentes a las alternativas más opcionadas

7.1 Matriz de Priorización

Teniendo en cuenta los criterios de evaluación y priorización definidos se han calificado cada una de las alternativas en la siguiente matriz:

Figura 57: Matriz de Priorización de Alternativas

	Opción 1 - ANH Comercializa	Opción 2a – Contrata Ecopetrol	Opción 2b – Contrata Privado	Opción 3 – Monetiza las Regalías
Maximización del Precio Net Back para Venta del Crudo	●	●	●	●
Seguridad y oportunidad del pago	●	●	●	●
Simplicidad en la administración del recaudo	●	●		●
Alteración de las economías de los operadores	●	●	●	●
Factibilidad de implementación	●	●	●	●
Sostenibilidad a Largo Plazo	●	●	●	●

● negativo ● neutral ● positivo

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Como se observa en la figura 57, la maximización del Precio Net Back para la venta del crudo se considera positiva bajo la opción de contratar un tercero debido a la optimización de los costos de logística como se describirá más adelante en el análisis comparativo de las economías de las alternativas. Bajo la opción de comercialización directa consideramos que se podría perjudicar la maximización del precio mientras la ANH consolida un grupo fuerte de trading. Bajo la opción de monetización aunque se podrían capitalizar las eficiencias de algunos operadores en los costos de logística se podría afectar el derecho de preferencia incrementando el costo de transporte de algunos operadores.

Al evaluar la seguridad y oportunidad de pago se considera que la opción de negociar con Ecopetrol es la más positiva dado que por la experiencia de los últimos siete años y la alineación

de los intereses como entidades del Estado el riesgo en la seguridad y oportunidad del pago es bajo. Bajo la opción de comercialización directa o comercialización con un tercero es posible que se establezcan garantías de pago para mitigar este riesgo pero ello implicará mayores costos de comercialización, bajo la opción de monetización se considera que la ANH deberá establecer un régimen sancionatorio que le permita mitigar los riesgos por incumplimiento en el pago de regalías especialmente para los contratos de Asociación donde no hay cláusulas específicas que regulen esta materia (Para mayor información ver numeral 6.1.2)

Se considera que las opciones de contratar a Ecopetrol o a un tercero implicará un esfuerzo similar para la administración del recaudo. En general la simplicidad en la administración se puede favorecer dependiendo los mecanismos que se diseñen de seguimiento con los terceros. No obstante, al ser nuevos y quizás múltiples jugadores, este aspecto podría complejizar la administración cada vez que se asigne el contrato. Para las opciones de comercialización directa y monetización se requerirá inversiones significativas en recursos humanos y técnicos que le permitan a la ANH hacer un efectivo seguimiento y cobro de los recursos por la venta del crudo de regalías a las contrapartes.

A través de la evaluación de los demás criterios se confirma que las opciones de Contratación con Ecopetrol o con un privado son las más atractivas y en menor medida la monetización de regalías y comercialización directa.

7.2 Análisis de Beneficios Económicos

Con base en el modelo Enex⁹, y siguiendo la misma aproximación metodológica descrita en el diagnóstico, hemos construido varios escenarios para comparar los beneficios económicos potenciales que representarían las alternativas expuestas en términos de maximización del precio.

7.2.1 *Escenario Comercialización Ecopetrol vs. Tercero:*

Para este análisis se consolidó un escenario comparativo de las principales variables que afectan el Net back de Precios para calcular los potenciales beneficios así,

- **Volumen:** Se asume que Ecopetrol tiene mayores economías de escala por exportar cerca de 300 kbd adicionales a los 130 kbd de regalías. Por parte del tercero comercializador se asume que estará principalmente enfocado en la venta del crudo de regalías y derechos económicos por tanto tendrá una escala en Colombia menor a la de Ecopetrol.
- **Precio de Venta FOB:** los precios FOB de exportación de la canasta no se espera que presenten variaciones sustanciales entre los obtenidos por Ecopetrol o el comercializador. Al hacer el análisis histórico, los precios de Ecopetrol han estado muy cerca de los marcadores internacionales reportados del crudo colombiano
- **Cargo por Comercialización:** Para esta variable se contemplan dos escenarios, uno donde se mantiene la misma tarifa la vigente con Ecopetrol y un segundo escenario donde se asume un descuento de hasta el 50% resultado del concurso

⁹ Se utiliza en el análisis el modelo de Enex debido a que el señor Daniel Pechman (miembro del equipo consultor de Arthur D. Little) cuenta con los derechos para el uso del mismo por ser socio mayoritario de la empresa Enex.

- Costo de transporte por oleoducto: Para esta variable se contemplan dos escenarios, uno asumiendo que el derecho de preferencia se mantiene independiente del modelo contractual y el segundo un escenario sin derecho donde los terceros deberán pagar un premio sobre la tarifa de transporte definida por MinMinas equivalente a un 20%¹⁰ adicional. El 20% de costo adicional corresponde al incremento observado en el mercado colombiano y pagado diversos agentes en la negociación de capacidad de transporte por los oleoductos a Coveñas al momento de realizar el presente análisis.
- Costo de transporte por Carro Tanque: Se asume que los terceros son más eficientes en el manejo y contratación de carrotanque y cuentan con un costo promedio %5¹¹ menor que el de Ecopetrol. Esta estimación corresponde a la diferencia entre los costos publicados por Ecopetrol en las licitaciones de contratación de carrotanques y las referencias de mercado recibida durante la etapa de pre-mercadeo de diferentes agentes con capacidad de transporte contratada.
- Costo de Descargaderos: Se estima que un tercero deberá pagar el doble de la tarifa que tiene ECP asignada a los descargaderos dado que existen cuellos de botella en los mismos y no hay tarifas reguladas. Las tarifas de descargadero reportadas por Ecopetrol en el primer semestre del 2014 fueron comparadas con las referencias del mercado nacional identificando una amplia diferencia contra las tarifas reportadas por los privados a Enx
- Costo de Diluyente: Se espera que el tercero sea más eficiente en el proceso de dilución de crudos que Ecopetrol por potenciales ahorros en el premium que se paga por la compra del diluyente a los traders y en el costo de transporte desde el puerto de importación hasta el campo. Para establecer las diferencias en costo se tomó como referencia los resultados de los concursos para la compra de diluyente publicados por Ecopetrol y la información suministrada por diversos agentes del mercado durante la etapa de pre-mercadeo.

En la figura 58 a continuación se resume los supuestos utilizados para comparar las economías de la comercialización de Ecopetrol y de un Tercero así como el efecto que tendrían dichas diferencias en el precio Net Back de los crudos comercializados

Figura 58: Resumen del escenario de Comercialización ANH vs. un Tercero

Concepto	ECP	Tercero	Efecto	Comentarios
Volumen KBD	130 + 300 ECP	130		
Precio FOB Canasta	Precio Exportación ECP	Similar a ECP	Neutro	Los precios FOB de exportación de la canasta no se espera que presenten variaciones sustanciales
Cargo de Comercialización	1.109 por barril	a. 0 b. -50%	+	El fee de comercialización podría ser mejor resultado del concurso
Costo Transporte Oleoducto	MME Tarifa ECP	MME Tarifa ECP+20%	-	Sin derecho de preferencia el costo de transporte de un tercero tiene alto probabilidad de aumentar
Costo Carro tanque	Tarifa ECP	Tarifa ECP – 5%	+	Se espera que el tercero genere eficiencias en el transporte por carro tanque
Costo Descargadores	Propios ECP Otros: Tarifa ECP	ECP +100% Otros: Tarifa ECP	-	El tercero deberá pagar las tarifas de ECP mas un premio
Costo Diluyente USD por barril de diluyente	USGC + Premium + Transporte Premium=9.40 Transporte=18	USGC + Premium + Transporte Premium = 5.40, Transporte=12	+	Se espera que el tercero sea mucho mas eficiente en el proceso de dilución de crudos con ahorros en el premium de trading y transporte

Fuente: Análisis Arthur D. Little

¹⁰ Fuente: Entrevistas agentes del mercado. Enx

¹¹ Fuente: Ibidem

El Modelo de Enex¹² para estimar las economías de cada uno de los campos bajo los escenarios descritos indica que una operación optimizada bajo el control de un tercero representa ahorros potenciales para la nación del orden de US\$ 3.66 por barril equivalente a 179 MMUSD anuales. No obstante, buena parte de estas economías se perderían si no se garantiza el derecho de preferencia. En la figura 59 que se presenta a continuación se comparan los siguientes componentes del precio:

- Precio de Venta: precio de venta promedio por barril del crudo de regalías para refinación y/o exportación
- Oleoducto: costo promedio por barril del transporte de crudo de regalías por oleoducto
- Refinación: costo de refinación promedio por barril estimado con base en la formula vigente en el contrato con Ecopetrol
- Dilución: costo promedio por barril de las deducciones por las operaciones de dilución requeridas para la evaluación de los crudos pesados
- Carro TK: costo promedio por barril de transporte por carro tanque
- Descargue: costo promedio por barril de la tarifa para acceder a los descargaderos
- Puerto: costo promedio por barril para el acceso a los puertos de exportación
- Fee: tarifa de comercialización por barril de crudo acordada en el contrato con Ecopetrol más la tarifa por la administración de carro tanque y las perdidas máximas permitidas por barril conforme al Contrato Vigente
- Ajuste ANH: ajuste por cierre entre el precio de venta menos las deducciones realizado por la ANH
- Net back: precio de venta promedio por barril menos deducciones promedio
- Impacto Año: diferencia entre el precio real liquidado por Ecopetrol y el estimado bajo cada escenario multiplicado por el volumen total de regalías.

¹² La metodología del Modelo de Enex se encuentra descrita en el Capítulo 1 del presente documento

Figura 59: Resultado Comparación de Alternativa Ecopetrol vs. Tercero

CASO ACTUAL ECOPETROL	CON DERECHO 50% FEE		CON DERECHO 100% FEE		SIN DERECHO 50% FEE		SIN DERECHO 100% FEE	
	\$/Bbl	Δ	\$/Bbl	Δ	\$/Bbl	Δ	\$/Bbl	Δ
Precio Venta: 97.03	96.60	0.43	96.60	0.43	96.60	0.43	96.60	0.43
Oleoducto: 7.74	6.40	-1.34	6.40	-1.34	8.47	0.70	8.47	0.70
Refinación: 2.94	1.49	-1.45	1.49	-1.45	1.49	-1.45	1.49	-1.45
Dilución: 5.81	3.43	-2.37	3.43	-2.37	3.43	-2.37	3.43	-2.37
Carro TK: 0.26	0.85	0.58	0.85	0.58	0.85	0.58	0.85	0.58
Descargue: 0.04	0.27	0.23	0.27	0.23	0.87	0.83	0.87	0.83
Puerto: 0.55	0.53	-0.02	0.53	-0.02	0.53	-0.02	0.53	-0.02
Fee: 1.37	0.81	-0.55	1.37	-	0.81	-0.55	1.37	-
Ajuste ANH: -0.28	-0.01	0.27	-0.01	0.27	-0.01	0.27	-0.01	0.27
Netback: 78.61	82.83	-4.22	82.26	-3.66	80.16	-1.55	79.60	-0.99
Impacto Año:	\$207 MM		\$179 MM		\$79 MM		\$51 MM	

Fuente: Enex. Data correspondiente al mes de Enero 2014

Como se puede observar en la figura anterior, las principales ventajas de Ecopetrol en términos de precios se reflejan en menores costos de carro tanque y descargadero por las facilidades que tiene de acceso a diferentes ductos privados, centros de almacenamiento y descarga. No obstante, se evidencian también múltiples ventajas de los terceros en los siguientes aspectos

- Oleoducto: Si bien el tercero o Ecopetrol con derecho de preferencia tendrían las mismas tarifas, la optimización de la logística de transporte enviando el crudo por los ductos de menor costo representa cerca de 1.34 USD por barril
- Costo de Refinación: Al darle la opción de refinar o exportar a los terceros se evidencia un proceso de optimización de las economías principalmente de los crudos livianos donde el precio de paridad exportación ofrece el mejor Net Back por el ajuste de calidad. De los 38 campos que Ecopetrol envía a refinación actualmente, los terceros solamente llevarían 21 campos con ventajas logísticas como los ubicados en el Valle Medio y Superior del Magdalena
- Dilución: Es el costo que representa las mayores ventajas económicas para los terceros y se explicará en detalle más adelante

Al estudiar los resultados de los escenarios sin Derecho de Preferencia, se observa que las economías del tercero se afectan significativamente dado que en promedio los terceros tendrían que pagar USD 1.53 por barril más que Ecopetrol por el acceso a los oleoductos y descargaderos. Esto hace menos atractiva la alternativa de contratar a un tercero. La diferencia del precio Net back promedio del tercero con Ecopetrol bajo este escenario es de USD 2.67 dólares por barril

Se realizó un análisis teórico en el cual un tercero como comercializador se ve obligado a exportar la totalidad del crudo de regalías asumiendo que Ecopetrol no le interesara comprar dichos crudos

para cargarlos en sus refinerías de Barrancabermeja o Cartagena. En este escenario, como se observa en la siguiente Figura, los ahorros potenciales se reducirían en aproximadamente US\$ 1/Bbl debido a que se pierde la opción de obtener los mejores precios en los crudos que tienen una clara ventaja logística para ser destinados a refinación

Figura 60: Resultado Comparación de Alternativa Ecopetrol vs. Tercero – 100% Exportación

CASO ACTUAL ECOPETROL	CON DERECHO 50% FEE		CON DERECHO 100% FEE		SIN DERECHO 50% FEE		SIN DERECHO 100% FEE	
	\$/Bbl	Δ	\$/Bbl	Δ	\$/Bbl	Δ	\$/Bbl	Δ
Precio Venta: 97.03	95.03	2.01	95.03	2.01	95.03	2.01	95.03	2.01
Oleoducto: 7.74	6.46	-1.28	6.46	-1.28	8.52	0.77	8.52	0.77
Refinación: 2.94	-	-2.94	-	-2.94	-	-2.94	-	-2.94
Dilución: 5.81	3.49	-2.31	3.49	-2.31	3.49	-2.31	3.49	-2.31
Carro TK: 0.26	1.47	1.21	1.47	1.21	1.47	1.21	1.47	1.21
Descargue: 0.04	0.34	0.31	0.34	0.31	0.95	0.91	0.95	0.91
Puerto: 0.55	0.63	0.08	0.63	0.08	0.63	0.08	0.63	0.08
Fee: 1.37	0.81	-0.55	1.37	-	0.81	-0.55	1.37	-
Ajuste ANH: -0.28	-	0.28	-	0.28	-	0.28	-	0.28
Netback: 78.61	81.81	-3.20	81.25	-2.65	79.14	-0.53	78.59	+0.02
Impacto Año:	\$164 MM		\$ 135 MM		\$27 MM		\$10 MM	

Fuente: Enex. Data correspondiente al mes de Enero

Para confirmar el comportamiento de las diferentes variables con datos del primer semestre del 2014 corrimos un escenario con los precios y descuentos promedio reportados por Ecopetrol y la industria. En la siguiente tabla resumen se ha compilado el promedio de los precios y costos de las liquidaciones de regalías mes a mes, incluyendo el 100% de los volúmenes, y allí se observa una alta volatilidad no solo de las variables propias del mercado internacional como el precio de exportación y el del diluyente sino también de los costos correspondientes a las operaciones de Ecopetrol como el correspondiente a refinación o transporte por carro tanques.

Figura 61: Resumen Liquidaciones Primer Semestre 2014

	<u>Promedio 1H'14</u>	<u>Enero</u>	<u>Febrero</u>	<u>Marzo</u>	<u>Abril</u>	<u>Mayo</u>	<u>Junio</u>
VOL DIL MES	465.836	500.974	428.995	469.406	440.867	485.425	469.347
COSTO TOTAL USD	19.332.374	21.685.429	17.689.500	19.522.076	19.734.735	18.854.231	18.508.272
COSTO DIL /BBL	138,56	136,55	136,90	137,22	142,75	137,22	140,74
VOL DIL BPD	15.437	16.160	15.321	15.142	14.696	15.659	15.645
TOTAL REG	3.901.724	4.133.279	3.690.126	3.908.940	3.700.989	3.927.263	4.049.747

	<u>Promedio 1H'14</u>	<u>Enero</u>	<u>Febrero</u>	<u>Marzo</u>	<u>Abril</u>	<u>Mayo</u>	<u>Junio</u>
Precio exp	100,42	97,12	99,48	99,12	101,08	101,35	104,39
Oleoducto	7,34	7,58	7,30	7,19	7,20	7,36	7,42
Refinación	2,91	2,72	3,22	2,31	3,52	3,18	2,49
Dilución	4,96	5,25	4,79	4,99	5,33	4,80	4,57
Carro TK	0,45	0,44	0,54	0,55	0,27	0,40	0,48
Descargue	0,07	0,07	0,07	0,05	0,05	0,07	0,09
Puerto	0,60	0,58	0,58	0,58	0,56	0,64	0,66
Fee	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Error	0,11	0,16	0,19	0,21	0,18	0,26	0,02
Netback	82,85	79,27	81,81	82,28	82,61	83,77	87,33

1H'14: Primer semestre de 2014. Nota: el precio promedio del mes de enero no coincide con el referenciado en la Figura 60 dado que la tabla refleja el promedio del 100% de los volúmenes mensuales y no la muestra seleccionada para ser analizada en el Modelo

Fuente: ANH. Análisis Enex - Arthur D. Little

Teniendo en cuenta los precios promedio del primer semestre, se corrió el Modelo Enex utilizando la misma muestra de campos predefinida para los análisis anteriores. Como se observa en la siguiente figura, las dos opciones se comportan consistentemente, es decir, que los resultados del análisis realizado para el mes de Enero presenta la misma tendencia que el análisis con promedios semestrales. Al comparar el escenario de Ecopetrol versus un tercero (con derecho de preferencia) se estima un beneficio potencial de USD 3.25 barril por las eficiencias en los costos de dilución, refinación y transporte por oleoducto

Figura 62: Resultado Comparación de Alternativa Ecopetrol vs. Tercero – Promedio Semestral

CASO ACTUAL ECOPETROL	CON DERECHO 50% FEE		CON DERECHO 100% FEE		SIN DERECHO 50% FEE		SIN DERECHO 100% FEE	
	\$/Bbl	Δ	\$/Bbl	Δ	\$/Bbl	Δ	\$/Bbl	Δ
Precio Vta: 100.27	100.09	0.18	100.09	0.18	100.09	0.18	100.09	0.18
Oleoducto: 7.47	6.53	-0.95	6.53	-0.95	8.60	1.12	8.60	1.12
Refinación: 3.12	1.67	-1.44	1.67	-1.44	1.67	-1.44	1.67	-1.44
Dilución: 5.52	3.52	-2.00	3.52	-2.00	3.52	-2.00	3.52	-2.00
Carro TK: 0.23	0.83	0.60	0.83	0.60	0.83	0.60	0.83	0.60
Descargue: 0.02	0.26	0.23	0.26	0.23	0.86	0.83	0.86	0.83
Puerto: 0.57	0.52	-0.06	0.52	-0.06	0.52	-0.06	0.52	-0.06
Fee: 1.37	0.81	-0.56	1.37	-	0.81	-0.56	1.37	-
Ajuste ANH: -0.18	-0.01	0.17	-	0.18	-	0.18	-	0.18
Netback: 82.14	85.96	-3.82	85.40	-3.25	83.28	-1.14	82.73	-0.58
Impacto Año:	\$188 MM		\$160 MM		\$56 MM		\$29 MM	

La presente Figura presenta un precio promedio diferente a la Figura 61 dado que en el Modelo de Enx solo se ha incluido la muestra representativa de 73 campos.

El Fee presentado en la tabla incluye el costo de comercialización USD 1.109 por barril + USD\$ 0.26 por barril de pérdidas por transporte y USD \$0.014 por barril de costos administrativos de operación por carro tanque reportados por Ecopetrol

Fuente: Enx. Data correspondiente a Enero – Junio 2014

Los resultados del escenario “sin derecho de preferencia” presentan beneficios económicos más ajustados de USD 0.58 dólares por barril debido a que las eficiencias en dilución y refinación del tercero se pierden por un mayor costo de transporte por oleoducto, descargadero y carro tanque.

Estimación del Costo Diluyente

Para entender en detalle el impacto y economías del diluyente en el precio Net Back de regalías hemos corrido un escenario segmentando los crudos pesados de los Llanos que concentran la mayoría de las actividades de dilución en el país. Este segmento incluye los crudos de regalías de los campos Rubiales, Quifa, Castilla, Chichimene, y Akacias concentrando 61 kbld equivalentes al 46% del volumen de las regalías del país. Bajo este escenario se estima que la ANH podría maximizar el precio de liquidación dado que un tercero obtendría ahorros de hasta US\$ 5.46 por Bbl, resultado de eficiencias en esquemas de dilución y transporte (ver figura 63).

Los resultados de este escenario demuestran que el impacto de la dilución está compuesto por dos aspectos: mejoras en el precio del diluyente y su logística que representan hasta USD 4.67 por barril y mejoras en el costo de transporte del crudo al utilizar la ruta optima lo cual representa cerca de USD 1.76 por barril. A continuación de presentan los resultados detallados del presente escenario.

Figura 63: Resultado Comparación de Alternativa Ecopetrol vs. Tercero – Crudos Pesados Llanos

CASO ACTUAL ECOPETROL	CON DERECHO 50% FEE		CON DERECHO 100% FEE		SIN DERECHO 50% FEE		SIN DERECHO 100% FEE	
	\$/Bbl	Δ	\$/Bbl	Δ	\$/Bbl	Δ	\$/Bbl	Δ
Precio Venta: 92.86	92.86	-	92.86	-	92.86	-	92.86	-
Oleoducto: 10.91	9.15	-1.76	9.15	-1.76	11.70	0.79	11.70	0.79
Refinación: -	-	-	-	-	-	-	-	-
Dilución: 10.69	6.02	-4.67	6.02	-4.67	6.02	-4.67	6.02	-4.67
Carro TK: 0.01	0.32	0.31	0.32	0.31	0.32	0.31	0.32	0.31
Descargue: -	0.12	0.12	0.12	0.12	0.24	0.24	0.24	0.24
Puerto: 0.63	0.63	-	0.63	-	0.63	-	0.63	-
Fee: 1.37	0.81	-0.55	1.37	-	0.81	-0.55	1.37	-
Ajuste ANH: -0.54	-	0.54	-	0.54	-	0.54	-	0.54
Netback: 69.79	75.81	-6.02	75.25	-5.46	72.60	-3.35	72.04	-2.79
Impacto Año:	\$136 MM		\$124 MM		\$76 MM		\$63 MM	

Fuente: Enex. Data correspondiente a Enero – Junio 2014

Para identificar las eficiencias en costos que tendría un tercero frente a Ecopetrol se han analizado los componentes del costo de dilución (ver figura 64) teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Volumen kbd: volumen de diluyente importado
- Calidad : color del diluyente empleado para dilución
- API / RVP : grados API y especificación de Presión de Vapor Reid del diluyente empleado por los operadores
- Precio Platts: precio internacional del diluyente en USGC
- Flete Marítimo: costo de flete desde USGC hasta Puerto Colombiano por barril de diluyente
- Tarifa Puerto: costo de puerto para la importación del diluyente por barril
- Perdidas : porcentaje promedio de pérdidas por transporte y manejo de diluyente. El costo equivalente de las pérdidas se estima multiplicando el % estimado por el precio del diluyente por barril.
- Rendimiento: porcentaje de volumen adicional requerido para diluir dependiendo de las especificaciones de calidad del diluyente. El costo equivalente del rendimiento se estima multiplicando el % de rendimiento por el precio del diluyente por barril puesto en campo.
- Premio : costo por barril que pagan los operadores a los traders por la compra de diluyente
- Transporte PC-Galán-Chichimene: costo de transporte por barril de diluyente por poliducto desde Pozos Colorados hasta Chichimene
- Transporte BQA-Chichimene: costo de transporte por barril de diluyente por carrotanque desde Barranquilla hasta Chichimene
- Transporte Descargadero+CTK Rubiales: Costo de transporte adicional por barril de diluyente por carrotanque hasta Rubiales

En general se observa que Ecopetrol compra gasolina natural para dilución de mayor calidad que los terceros, esto se da por dos condiciones: color y RVP. El primero hace referencia a que Ecopetrol compra diluyente limpio para poder transportarlo por su poliductos desde pozos colorados y no manchado como lo hacen los otros jugadores de mercado que transportan por carro tanque. El segundo hace referencia a que Ecopetrol compra un diluyente más estabilizado con RVP de 9-11 para sus campos de Castilla debido a políticas internas de HSE mientras que la dilución en el resto del país se hace con producto RVP de 11-12. Estas variaciones de calidad implican el pago de un Premium de mercado para el suministro de producto en las especificaciones requeridas el cual se estima en cerca de USD 3 por barril de diluyente.

En términos de logística, al analizar los costos de Ecopetrol frente a los terceros se observa que Ecopetrol tiene economías de escala en el flete marítimo dado que importa alrededor de 40kbd y los terceros solamente 8 kbd. No obstante, Ecopetrol es menos competitivo en el costo de transporte interno hasta los campos. Las tarifas de ducto hasta Chichimene son significativamente altas (~USD 18 por barril) y los costos de carro tanque de Ecopetrol son menos competitivos por sus limitaciones de almacenamiento de diluyente en campo.

Figura 64: Análisis de los Precios Unitarios de Diluyente ECP vs. Tercero

PARAMETROS	ECP PC	ECP Ctg/Bqa	ECP Terceros	ECP Prom.	TERCERO	Difer. USD/bbl
Volumen Kbd	30.0	5.0	5.0	40.0	8.0	
Calidad	Limpia	Limpia	Limpia	Limpia	Manchada	
API / RVP	72 / 9-11	72 / 11-12	75 / 11-12	72 / 9-12	75 / 11-12	
Precio Platts USD/Bbl	111.39	111.39	111.39	111.39	111.39	-
Flete Maritimo USD/Bbl	4.20	4.20	5.46	4.36	5.46	(1.10)
Tarifa Puerto USD/Bbl	0.72	1.89	1.89	1.01	1.89	(0.88)
Perdidas %	1.00%	2.00%	2.00%	1.25%	2.00%	(0.84)
Rendimiento %	+4.0%	-	-	+3.0%	-	4.03
Premio USD/Bbl	5.21	5.21	7.32	5.47	2.10	3.37
PC-Galán-Chichimene USD/Bbl	12.91			9.68		3.75
BQA-Chichimene CTK USD/Bbl	-	20.60	20.60	5.15	11.08	
Impacto C/mene USD/Bbl	140.91	145.52	148.89	142.48	134.15	8.33
Descargadero+CTK Rubiales	7.60	8.52	8.52	7.83	4.64	3.19
Impacto Rubiales USD/Bbl	148.51	154.04	157.41	150.31	138.79	11.52

"ECP": Ecopetrol, "PC": Pozos Colorados, "Ctg / Bqa": Cartagena / Barranquilla, "Terceros": Volúmenes comprados a Terceros con entrega en Campo, "Tercero": Operadores diferentes a Ecopetrol

Fuente ENEX. El análisis asume 100% Dilución Con Nafta, Sin Tener En Cuenta Crudos Livianos.

El análisis del costo de diluyente por precios unitarios indica que en promedio, Ecopetrol es \$8.33/Bbl más costoso que un Tercero en la compra y transporte de diluyente hasta Chichimene. Las diferencias en costo obedecen principalmente a ineficiencias en el transporte y en el volumen utilizado. El transporte representa USD 3.75 por barril y esta principalmente influenciado por el alto costo de transporte por poliducto. El volumen adicional representa cerca de USD 4.03 por barril y se presenta porque el diluyente de las características que utiliza Ecopetrol requiere mayores

volúmenes para alcanzar la calidad objetivo de la mezcla, por lo tanto el efecto combinado de mayor volumen y mayor costo unitario de diluyente resulta en una desventaja.

El resumen de los factores que inciden en el costo de dilución son los siguientes:

- Efecto Cantidad: el mayor volumen comprado por Ecopetrol (5.088 bpd) se explica por la dilución a 21 API en los Llanos vs. 18 API requeridos para subir a Ocesa / ODC. Adicionalmente Ecopetrol consume un volumen mayor debido a que requiere más barriles de diluyente con RVP mejorado para lograr el mismo punto de dilución que los terceros.
- Efecto Precio: mayores costos de logística terrestre
- Efecto Calidad: debido a mayor dilución, la canasta ANH mejora su API y Azufre y por lo tanto el precio de la mezcla de crudo comercializada

A continuación se presente el efecto en costo por barril de crudo de cada componente:

Figura 65: Análisis de los Precios Unitarios de Diluyente ECP vs. Tercero

TOTAL CANASTA ANH						USD por Bbl de Crudo	
	ECOPETROL	VS.	ÓPTIMO	Δ		\$/BBL	DELTA \$/BBL
EFFECTO CANTIDAD	16.019		10.941	5.088	@	\$41.81	\$1.55 /Bbl
EFFECTO PRECIO	16.019				@	\$10.21	\$1.20 /Bbl
EFFECTO CALIDAD	24.60 API / 1.04%S		23.35 API / 1.08%S				\$(0.44) /Bbl
EFFECTO NETO							\$2.31 /Bbl

PESADOS LLANOS ANH						USD por Bbl de Crudo	
	ECOPETROL	VS.	ÓPTIMO	Δ		\$/BBL	DELTA \$/BBL
EFFECTO CANTIDAD	14.481		9.071	5.410	@	\$46.13	\$3.68 /Bbl
EFFECTO PRECIO	14.481				@	\$9.39	\$2.00 /Bbl
EFFECTO CALIDAD	20.97 API / 1.29%S		18.00 API / 1.36%S				\$(1.01) /Bbl
EFFECTO NETO							\$4.67 /Bbl

Canasta ANH: Costo por barril promedio tomando los volúmenes de regalías administrados por la ANH (compara con el costo de dilución estimado en la Figura 60)

Canasta Pesados Llanos: Costo por barril promedio tomando solamente los volúmenes de crudos pesados de los Llanos (compara con el costo de dilución estimado en la Figura 63)

Fuente ENEX. El análisis asume 100% Dilución Con Nafta, Sin Tener En Cuenta Crudos Livianos.

Como se observa en la figura anterior la desventaja en el costo de dilución de Ecopetrol es del orden de USD 4.7 por barril para los crudos pesados de los Llanos y de US\$ 2.3 Bbl en promedio para todo el volumen de crudo de regalías. Estos valores son el resultado de los siguientes componentes:

- Efecto Cantidad = \$41.81, es el diferencial en precio del diluyente entregado en boca de pozo menos el precio del barril de petróleo pesado exportado¹³.
- Efecto Precio = \$10.21, es el sobre costo promedio por precio entre diluyente importado por Ecopetrol vs Traders.
- Delta Cantidad = \$1.55, es el resultado de multiplicar \$41.81 por 5.088 barriles adicionales de diluyente / 137.000 barriles de crudo regalía
- Delta Precio = \$1.20, es el efecto de multiplicar los \$10.21 por 16.019 bls / 137.000 barriles de crudo regalía

Otros Costos de Terceros

Además de los costos de logística y transporte en los que incurre el comercializador para la venta del crudo, se pueden identificar otros costos que podrían afectar la alternativa de comercialización de un tercero. Estos costos se derivan de las obligaciones y riesgos que asumiría el tercero en el contrato de comercialización. A continuación se describen los principales:

- Costo de garantía de liquidez
- Costo de mitigación de riesgos ambientales y perdidas
- Costo de financiación del IVA
- Costo de mitigación de riesgo por retrasos en la entrega de volúmenes
- Costo de cobertura de precio
- Costo de póliza de cumplimiento del contrato

Se estima que los costos adicionales de garantías financieras y seguros de riesgo para un tercero podrían estar en un rango de entre US\$1 y US\$ 2 por barril como se discrimina en la siguiente gráfica:

Figura 66: Estimación de Costos Adicionales

Concepto	Supuestos	Costo USD/BI
Carta de Crédito	Carta de crédito equivalente a dos meses de pago asumiendo 130 kbbls/d, precio promedio 85 y 6% de tasa efectiva anual	~ 0.80
Garantía de Cumplimiento	Garantía correspondiente al 10% del valor anual del contrato estimado como 130 kbbls/d y precio promedio 85. Se estima el costo financiero en 0.30% trimestral	~ 0.10
Seguro Riesgos Operativos	Valor de una póliza para cubrir el riesgo de pérdida del producto o cualquier imprevisto operativo	~ 0.50 (Dependiendo los riesgos del Contrato)
Total		~ 1.40

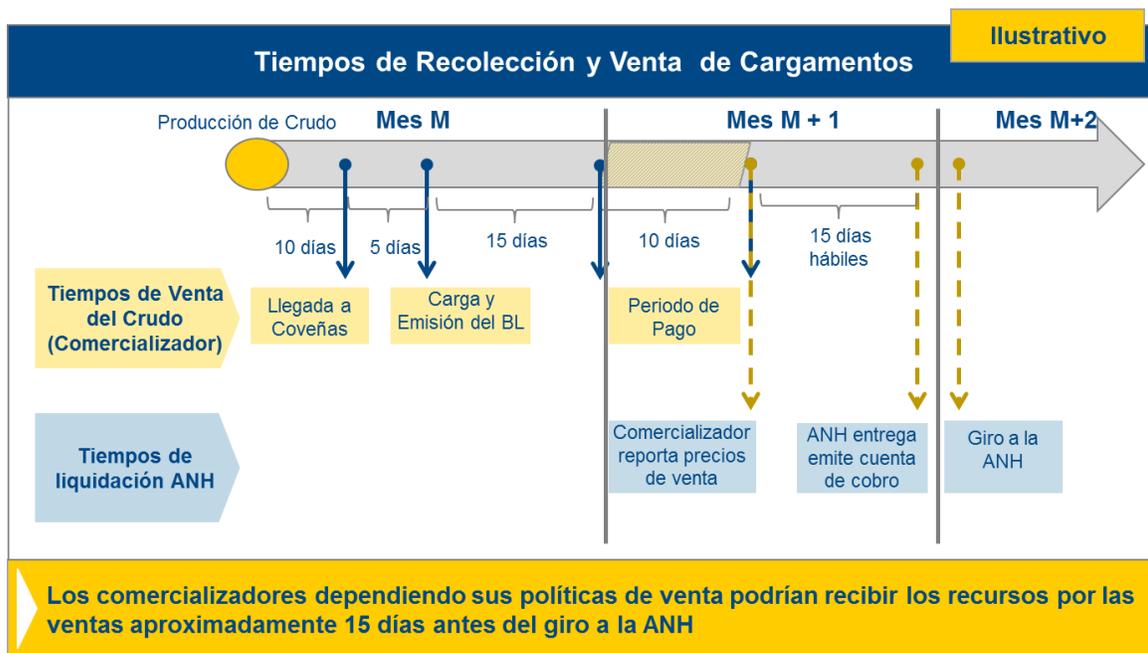
Fuente Análisis Arthur D. Little

Nota: La estimación de costos adicionales se hace con base en los niveles de precio y producción del primer semestre del 2014, no obstante estos pueden variar ampliamente dependiendo los costos de los proveedores del servicio y su calificación crediticia.

¹³ En ese caso de Enero-2014, el precio del Castilla exportación asciende a \$92.86 (precio promedio Platts Castilla FOB) mientras que el diluyente a \$134.67 (precio de los traders, entregado en Rubiales)

Por otra parte se estima que los comercializadores no tendrían que asumir un costo muy alto de Capital de Trabajo dado que deben girar a la ANH cerca de 60 días después de recaudar el crudo de regalías como se observa en el siguiente esquema de recaudo y giro.

Figura 67: Tiempos de Venta y Liquidación del Crudo Regalías



Fuente Análisis Arthur D. Little

7.2.2 Escenario Opción Comercializador Ecopetrol vs. Monetización

Para hacer una comparación de los beneficios económicos del escenario de comercialización de Ecopetrol versus el escenario de recaudo de regalías en dinero o monetización hemos establecido los siguientes supuestos

- a) **Compañías:** El escenario de monetización hace una primera distinción entre las empresas que pagan las regalías dado que sus costos dependen directamente de su posicionamiento en el mercado de crudo nacional e internacional. En este sentido, se definió una muestra representativa equivalente al 90% de los campos, y se identificaron tres compañías/grupos empresariales como los principales generadores de regalías (89% del total) con base en los volúmenes de producción operados.
- Grupo Ecopetrol: incluye a las afiliadas Hocol y Equión. Representa 43% del total de las regalías conforme a los volúmenes operados.
 - Pacific Rubiales Energy: Se agrupan los volúmenes de las compañías adquiridas recientemente como Petrominerales. Representa 38% del total
 - Occidental de Colombia es el tercer productor/exportador más grande y representa 8% del total
 - Otras: grupo de empresas que reportan volúmenes menores de regalías y representan en conjunto 11% del total
- b) **Regiones:** Como segundo filtro se establecieron zonas geográficas para analizar los volúmenes que opera cada compañía en cada una de estas regiones y así determinar su posición y ventajas con respecto a las modalidades de transporte y costos asociados. De dicha segmentación se obtiene la siguiente participación por empresa en cada región,

Figura 68: Volúmenes operados por Compañía por Región Geográfica

% DE REGALIAS	ECOPETROL	PACIFIC RUBIALES	OCCIDENTAL	OTRAS	TOTAL
Rubiales+Quifa		37,4%			37,4%
Castilla+Meta	16,6%	0,2%		0,9%	17,7%
Casanare	9,9%	0,3%		3,1%	13,3%
VMM	10,4%			3,0%	13,4%
Arauca/Catatumbo	0,2%		7,7%		7,7%
VSM	5,1%			1,4%	6,5%
Putumayo	0,8%			3,0%	3,8%
TOTAL	42,9%	38,0%	7,7%	11,4%	100%

Fuente ENEX

- c) **Costos:** Como tercer supuesto se caracterizó cada uno de los grupos según empresa/región para reflejar las ventajas de precio/costo que tendría cada jugador en la comercialización de crudo de regalías. Para el presente escenario adoptaron los siguientes supuestos

- Ecopetrol mantiene la cuota de crudos enviados a Refinería, es decir que los crudos de su propiedad que actualmente se destinan a Barranca o Cartagena seguirían teniendo el mismo destino en el escenario de monetización
- Un tercero solo lleva crudo a Refinería cuando el netback de refinación supere en USD \$2.00¹⁴ al netback de exportación debido a que el tercero necesita un atractivo suficiente para asumir los costos correspondientes a la venta de crudo en el mercado interno. El precio de venta del tercero es el mismo que Ecopetrol está dispuesto a pagar actualmente conforme a la metodología de liquidación de crudo de regalías destinadas a refinación
- Oleoducto y descargadero: Las tarifas se ajustan para todos los agentes del mercado reflejando el sobre costo derivado de la no aplicación del derecho de preferencia
- Dilución: para terceros se asume el escenario Enex de dilución óptima, para ECP se asume que se mantiene un costo similar a lo reportado el primer semestre del 2014 (para más información del escenario Enex referirse a la página 117 sección “Estimación del Costo Diluyente”)
- Carro Tanque: Se asume que los terceros operaran con tarifas de mercado mientras que para Ecopetrol se asume un costo similar al reportado en el primer semestre 2014
- Puerto: Se mantienen las tarifas iguales para Ecopetrol y los terceros

En la siguiente figura se presentan de forma resumida los supuestos para el análisis del escenario de Monetización

Figura 69: Resumen de Supuestos - Escenario de Monetización

	ECOPETROL	PACIFIC RUBIALES	OXY	OTROS EXPO	OTROS REFINERIA
PRECIO	Precio 2014	Canasta País	Canasta País	Canasta País	Precio Refinación ECP
OLEODUCTO	Costo ECP +\$2.07	MME + \$2.07	MME +\$2.07	MME +\$2.07	Costo ECP Refinación
REFINACIÓN	Costo ECP	0	0	0	Costo ECP
DILUCIÓN	Costo ECP	Enex	Enex	Enex	Costo ECP
CARRO TK	Costo ECP	Enex	Enex	Enex	Costo ECP
DESCARGADERO	Costo ECP + 0.60	Enex+0.60	Enex+0.60	Enex+0.60	Costo ECP
PUERTO	Costo ECP	Enex	Enex	Enex	0
FEE	Costo ECP	0	0	0	Fee cobra ECP

Fuente ENEX

Teniendo en cuenta los supuestos mencionados, se corrió un escenario en el modelo de Enex para evaluar el precio de Net Back de liquidación del crudo de regalías comparando los componentes de costo explicados en la sección 7.2.1. Como se observa en la siguiente figura el escenario de monetización es muy similar al actual debido a que el 43% de los volúmenes son generados por las

¹⁴ Los 2.00 dólares refleja los costos y/o descuentos que Ecopetrol regularmente incluye en los contratos de compra venta de crudo interna.

empresas del Grupo Ecopetrol y se asume que estos volúmenes se liquidarían a los mismos precios que está reportando ECP a la ANH.

En el escenario de monetización el modelo calcula que solamente 21 campos se destinan a refinación (versus los 28 actuales), los Terceros utilizan 31% menos diluyente y ello genera un costo unitario 6% menor que el costo actual pero existe un menor ahorro logístico para crudos de refinación por menor acceso a líneas aferentes. En general se estima un mayor porcentaje de exportación de crudo de terceros

Las mejoras en dilución y transporte que podrían tener los terceros se balancean contra el costo adicional aproximado de USD 2.67 dólares por barril que representaría la pérdida del derecho de preferencia para el transporte de crudo de regalías (USD 2.07 de transporte por oleoducto + USD 0.60 de descargadero). Conforme se observa en a figura 70 bajo un escenario de 0% de fee se obtiene una mejora en las economías de USD \$0.31 por barril pero si se asume que las empresas descuentan el costo de comercialización esta diferencia representaría un menor precio Net Back para la ANH de USD 0.41 por barril.

Figura 70: Resultados Escenario de Monetización Vs. Ecopetrol

CASO ACTUAL ECOPETROL		SIN DERECHO 0% FEE		SIN DERECHO 100% FEE	
	\$/Bbl	\$/Bbl	Δ	\$/Bbl	Δ
Precio Venta:	97.03	96.57	0.47	96.57	0.47
Oleoducto:	7.74	8.85	1.11	8.85	1.11
Refinación:	2.94	2.18	-0.76	2.18	-0.76
Dilución:	5.81	4.08	-1.72	4.08	-1.72
Carro TK:	0.26	0.70	0.43	0.70	0.43
Descargue:	0.04	0.68	0.64	0.68	0.64
Puerto:	0.55	0.51	-0.04	0.51	-0.04
Fee:	1.37	0.65	-0.72	1.37	-
Ajuste ANH:	-0.28	-	0.28	-	0.28
Netback:	78.61	78.92	-0.31	78.20	0.41
Impacto Año:		\$15 MM		\$19 MM	

Fuente ENEX

7.2.3 Análisis de Riesgos

Para el análisis de riesgos se evaluaron únicamente las alternativas priorizadas en el capítulo 7.1 referentes a la comercialización de las regalías por parte de Ecopetrol, un Tercero o el escenario de monetización. Como se observa en la siguiente figura la incorporación de un privado en la comercialización de regalías conlleva mayores riesgos que el esquema actual con Ecopetrol

Se considera que el riesgo de solvencia es similar para las dos opciones debido a que en el proceso de selección del tercero se utilizarían criterios de calificación suficientemente fuertes para asegurar el respaldo de las obligaciones. En el caso de monetización la ANH deberá definir un marco sancionatorio para asegurar el pago de las regalías a tiempo.

En cuanto a los riesgos operativos y de incumplimiento contractual se estima que cualquiera de los dos jugadores representaría del mismo riesgo para la ANH. Las principales diferencias en el mapa de riesgos se identifican en el riesgo de pago oportuno, riesgo político y solución de controversias

Se estima un mayor riesgo político en el escenario de comercialización de terceros debido a que existe una mayor desconfianza respecto a los intereses de los privados en comparación con ECP que pertenece 90% a la Nación. Es posible que bajo este esquema se incrementen los controles políticos y sociales para asegurarse que hay un adecuado equilibrio económico entre las partes. Adicionalmente, si se llegaran a presentar conflictos de interés se considera que sería más fácil mantener una negociación con Ecopetrol por ser una entidad estatal con miembros compartidos en el Directorio de ambas organizaciones mientras que con un tercero sería más complejo alterar cualquier aspecto de los términos contractuales.

El riesgo de pago oportuno y de resolución de controversias puede ser mayor con el privado debido a que en el caso de ECP hay un alineamiento claro de intereses como entidad cuyo propietario mayoritario es el Estado colombiano mientras que los privados responden exclusivamente a los intereses de sus accionistas.

Figura 71: Resumen de principales riesgos

	Opción 2a – Contrata Ecopetrol	Opción 2b – Contrata Privado	Monetización
Riesgo de Pago Oportuno: Disponibilidad inmediata de recursos para cumplimiento de las obligaciones de giro			
Riesgo de Solvencia: Disponibilidad de recursos para el cumplimiento de las obligaciones contraídas con la ANH			
Riesgo Operativo: Recolección eficiente del crudo del Estado a los operadores			<i>No Aplica</i>
Riesgo de incumplimiento contractual: Cumplimiento de todas las obligaciones del contrato de mandato			<i>No Aplica</i>
Riesgo Político: Riesgo de asignar una función realizada tradicionalmente por la NOC a un tercero privado			
Riesgo de Solución de Controversias			

Fuente Análisis Arthur D. Little

En este análisis también se incluyeron los riesgos desde el punto de vista del comercializador. Para los comercializadores existen otros riesgos en el contrato que requerirán de medidas de mitigación por parte de la ANH

- Riesgo de Recolección de Barriles
 - La ANH exige el pago de los barriles de regalías calculados sobre la producción fiscalizada, sin embargo se pueden presentar diferencias entre los volúmenes fiscalizados y entregados en el mismo mes por el productor al comercializador. Estas diferencias usualmente responden a temas netamente operativos pero implican crear y llevar un balance detallado con cada uno de los productores
 - Se considera que existen oportunidades de mejora para la ANH en la definición de la regulación para la entrega de los barriles de regalías de los operadores al comercializador. Actualmente Ecopetrol suscribe algunos acuerdos operativos con los productores para acordar las condiciones de entrega y recolección, no obstante estos acuerdos deben ser promovidos, propuestos y firmados por la ANH
- Riesgo de Precio de Exportación
 - Conforme a la fórmula actual para la liquidación de regalías el tercero se tendría que comprometer a reconocer el precio canasta de exportación país el cual sería establecido por la ANH con base en la información reportada por productores-exportadores del país.
 - Este es un riesgo significativo para cualquier tercero dado que el precio de liquidación no responde directamente a su esfuerzo de venta sino al precio de venta de numerosos actores sobre el cual el comercializador no tiene control ni información accesible
 - Esta fórmula de precio complejiza la adopción de mecanismos de hedging para el comercializador dado que el precio se conoce ex-post y no responde a una fórmula específica de mercado
 - La ANH podría evaluar la opción de reconocer precio de venta del comercializador definiendo un mecanismo para evaluar permanentemente la gestión del comercializador

7.3 Principales Mensajes de la Comparación de Alternativas de Comercialización

Con base en el análisis desarrollado se identifican las siguientes conclusiones

- La vinculación de un agente mediante un contrato de mandato permite capturar el valor asociado al derecho de preferencia lo cual implica una mejor ecuación económica para la nación
- La alternativa de contratar a un comercializador representa algunas ventajas para la ANH dado que con un agente se pueden negociar condiciones financieras que minimicen los riesgos de liquidez, lo cual no se lograría en un esquema de monetización
- Consideramos que los retos y riesgos asociados a la opción de comercialización directa por parte de la ANH, aunado a los cuestionamientos políticos que podría generar esta opción, hacen poco factible esta alternativa en el corto plazo
- Aparentemente, la vinculación de un tercero proporcionaría beneficios económicos frente a la opción del esquema actual con Ecopetrol, sobre todo en lo relacionado a los costos de dilución y la maximización del precio de venta como se observa en los componentes de costos resumidos en la siguiente figura:
 - **Optimiza costo con ventajas en el mercado de exportación:** mejoras en el precio por barril derivadas de destinar al mercado exportador el crudo que reciba un mejor net back en el mercado internacional (ver figura 62)

- **Optimiza costo de dilución:** Mejoras en el precio por optimización en las operaciones de dilución (ver figura 62 y figura 70)
- **Ajuste a la fórmula de calidad de canasta FOB:** Incremento estimado de ajustar el coeficiente de corrección por calidad API a los valores actuales de mercado (aprox. USD 0.60 por barril por grado API)
- **Optimiza costos de logística:** Diferencia en el costo por optimización de rutas de ductos y costos de puertos, costo de carrotaques y los costos de descargaderos (ver figura 62 y 70).
- **Reducción del Fee de Comercialización:** diferencia en el fee de comercialización con respecto al acordado con Ecopetrol (ver figura 62 y 70).
- **Exportación de crudo con ventajas de refinación:** Costo adicional estimado de la exportación de crudos que tendrían ventaja en precio si se destinaran a refinación. En el caso de la comercialización de un tercero se estima con base en el escenario presentado en la figura 60 asumiendo que podría tener un impacto del 50% y para el escenario de monetización se asume con base en la diferencia en precio presentada en la figura 70.
- **Costo financiero del reembolso del IVA:** Se estima con base en las reuniones con Ecopetrol
- **Costo potencial del derecho de preferencia:** Incremento en el costo de transporte por oleoducto (ver figura 70)
- **Costo de estructuración y administración del contrato de Mandato:** Se estima con base en las reuniones con Ecopetrol
- **Costo de Garantías y Seguros:** costo de las garantías y seguros requeridos en un eventual proceso de contratación de un tercero comercializador

Figura 72: Resumen de Economías incrementales

Resumen Comparativo de Alternativas (Economías Incrementales frente a ECP 1er Sem 2014)				
	Ecopetrol Mejorado Compra Venta*	Ecopetrol Mejorado Mandato*	Tercero Optimo Mandato	Monetización
Optimiza crudo con ventajas en el mercado de exportación	+1.44	+1.44	+1.44	+0.76
Optimiza Costo de Dilución	+0.50	+0.50	+2.00	+1.72
Ajuste en la formula de calidad canasta FOB (Descuento API y %S)	+0.40	+0.40		
Optimiza Otros Costos de Logística	-	-	+0.18**	-1.03
Reducción fee comercialización	-	-	+0.55	+0.72
Exportación de crudo con ventajas de Refinación	-	-	-0.50	-0.47
Costo financiero del reembolso del IVA	-0.50	-	-	-
Costo potencial del Derecho de Preferencia	-1.00	-	-	-1.11
Costo de estructuración y administración de Cont. Mandato	-	-1.00	-0.50	-
Costo de Garantías y Seguros	-	-	-1.40	-
Total	+0.84	+1.34	+1.77	+0.59

■ Las cifras estimadas se hacen con base en cálculos teóricos de oportunidades de optimización con base en referencias de mercado
 ■ El valor de las garantías y seguros es diferente para empresa comercializadora dado que depende de su capacidad crediticia, capital de trabajo, etc.
 ■ (*) El upside de precio bajo el contrato con Ecopetrol se estima solamente bajo el supuesto de una negociación donde se mejoren las formulas de valoración de crudo
 ■ (**) Un Tercero ofrecería ventajas frente a Ecopetrol en la optimización de rutas de ductos (\$0.95/Bbl) y costos de puertos (\$0.06/Bbl), pero tendría desventajas en el costo total de carrotaques (\$0.60/Bbl) y los costos de descargaderos (\$0.23/Bbl), siendo el efecto neto positivo de \$0.18/Bbl

Fuente Análisis Arthur D. Little

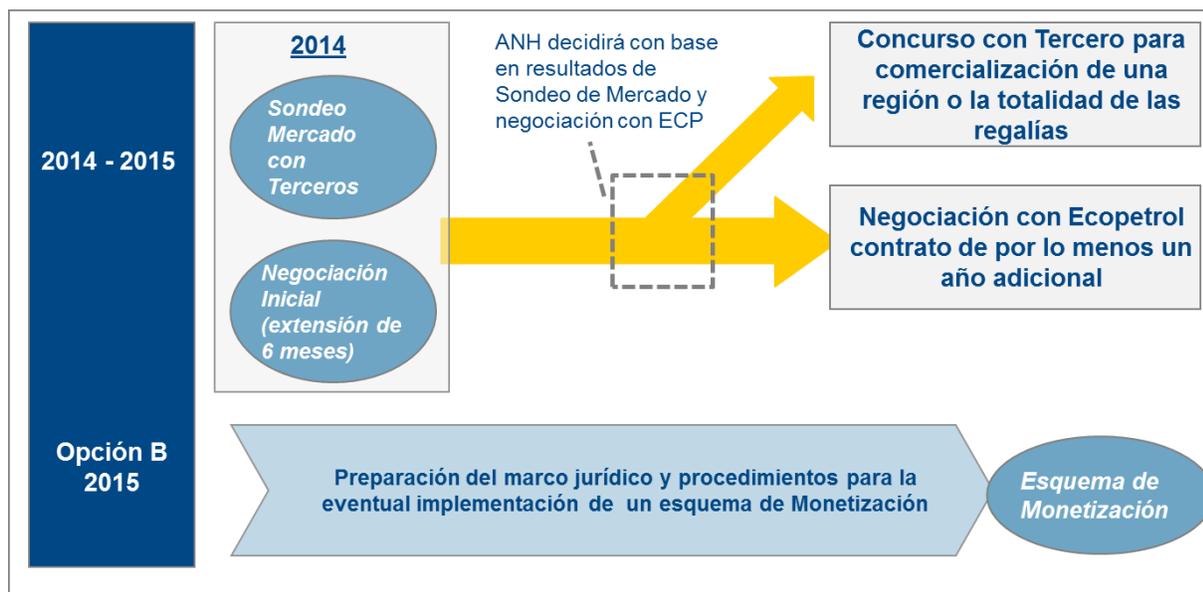
- Se considera que la mejor opción para la ANH es iniciar una negociación para mejorar las condiciones del contrato con Ecopetrol mientras que en paralelo se siga evaluando la opción de vincular a un tercero como se detallará en el siguiente capítulo.
- En el mediano plazo se deberá continuar evaluando la opción de monetizar las regalías y fortaleciendo los mecanismos de control de la ANH para la potencial implementación de esta opción si las demás estrategias de monetización no resultan convenientes para los intereses de la ANH.

8 Recomendaciones

8.1 Mapa estratégico

Teniendo en cuenta los resultados de la evaluación de alternativas de comercialización se recomienda que la ANH adopte una estrategia que le permita mejorar los términos contractuales vigentes con Ecopetrol por los próximos seis meses mientras se sigue avanzando en el proceso de evaluación de la opción de vincular a un tercero

Figura 73: Mapa Estratégico



Fuente Análisis Arthur D. Little

Como se observa en la figura anterior la estrategia se divide en dos iniciativas, una de corto plazo para decidir si es conveniente vincular a un tercero a la comercialización parcial o total de la regalías y el crudo de Derechos Económicos y un plan B donde la ANH deberá preparar el marco jurídico y procedimientos para la implementación de un eventual proceso de Monetización en el escenario que el resultado de las opciones anteriores no se consideren convenientes a los intereses de la ANH y se decida implementar un esquema de monetización.

8.1.1 Estrategia a corto plazo

En lo que resta del 2014 (octubre-diciembre) proponemos que la ANH se enfoque en dos líneas de trabajo:

- a) *Evaluación detallada de la alternativa de vinculación a un tercero (Sondeo de Mercado):*

Se recomienda que la ANH inicie un sondeo de mercado formal con el fin de confirmar la factibilidad y los costos a los que las empresas del sector estarían dispuestas a prestar un servicio similar al de Ecopetrol. Consideramos que el sondeo de mercado le permitirá a los

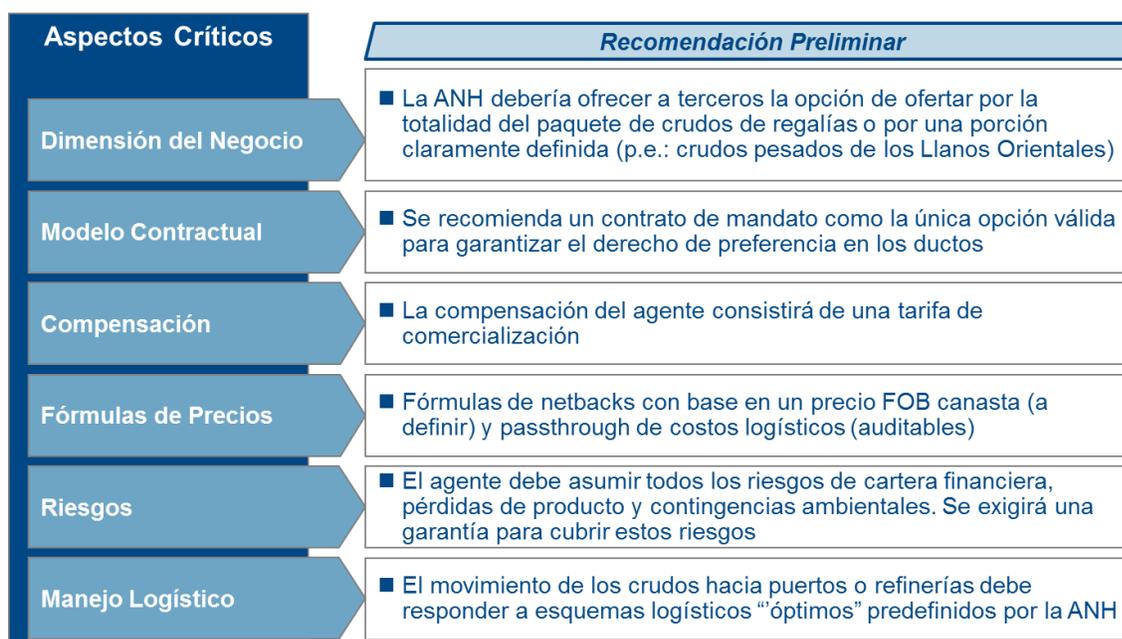
privados evaluar en igualdad de condiciones si están en capacidad de asumir los riesgos y cumplir con los servicios requeridos por la ANH.

Los beneficios identificados de un Sondeo de Mercado formal son los siguientes:

- Permitiría confirmar el interés de potenciales agentes distintos a Ecopetrol en asumir los riesgos y recompensas del negocio de recolección y comercialización de regalías
- Explorar las preferencias de los agentes para asumir la totalidad del volumen de crudo de regalías o una parte a ser definida por la ANH
- El proceso de consulta formal permitiría incorporar sugerencias de los potenciales interesados para perfeccionar el esquema de negocio y las condiciones contractuales
- Se contaría con una idea preliminar del rango de ofertas de tarifas de comercialización que se podrían recibir en un concurso
- Se haría un levantamiento preliminar de las experiencias y capacidades de los jugadores interesados que permitiría definir los criterios de calificación mínima en un concurso
- En caso de que la ANH cuente con la opción de realizar un concurso cerrado por invitación, el sondeo de mercado podría servir para identificar y filtrar las empresas que deberán ser consideradas en dicho proceso o para iniciar un proceso de negociación directa con el mejor postor

Las especificaciones técnicas del sondeo de mercado deberán estar claramente definidas para que los agentes interesados puedan presentar ofertas con un entendimiento común de los beneficios y riesgos del negocio, a continuación se presentan los aspectos críticos que deberán ser definidos en las bases del negocio que se compartan con los potenciales participantes

Figura 74: Aspectos Críticos del Sondeo de Mercado



Fuente Análisis Arthur D. Little

b) Negociación de una extensión por seis meses del Contrato con Ecopetrol:

Dado que el contrato vigente se vence en diciembre del 2014 es necesario asegurar la continuidad de las operaciones por lo menos seis meses más mientras se confirma la posibilidad de salir a un concurso para comercializar todo o parte de las regalías a través de un tercero. En la negociación de corto plazo con Ecopetrol, la ANH debe centrar sus esfuerzos en optimizar los descuentos por logística y dilución, además de ajustar la fórmula de refinación. Se propone que la negociación se enfoque en los siguientes temas clave:

- Optimización de los costos de logística: Los crudos de VMM y VSM (parcialmente) optimizan sus costos de logística cuando se destinan a refinación. Todos los demás mejoran su net back de precio con paridad de exportación. Es necesario negociar la optimización de los costos con base en la maximización de precio
- Ajuste de calidad para los crudos de refinación: La fórmula de precio para refinación debe ser un precio FOB puesto en refinería, con ajuste de calidad conforme a las particularidades de los crudos procesados y ajustado por ahorros logísticos
- Actualización de ajuste API y % S: Se deben actualizar los índices de ajuste de API y % de azufre con base en las condiciones vigentes de mercado
- Mejorar economías de dilución: definir costos unitarios máximos de diluyente al igual que volúmenes (% dilución) conforme a los requerimientos logísticos de las rutas por donde se transportan los crudos de regalías haciendo uso de su derecho de preferencia
- Tarifa de Comercialización para Refinación: Eliminar el pago de una tarifa de comercialización por el crudo que se destina a la refinación doméstica

El cronograma estimado para la realización de las actividades descritas de presenta a continuación

Figura 75: Cronograma de Corto Plazo



Fuente Análisis Arthur D. Little

Si una vez recibidos los resultados del Sondeo de Mercado se decide que la mejor opción es la negociación de un contrato a largo plazo con Ecopetrol, la ANH debería enfocarse en temas que permitan mejorar la viabilidad del esquema de negocios a largo plazo.

Se considera que hay tres aspectos principales

- **Modelo Contractual:** se estima que la ANH debería migrar del esquema de compra-venta a un contrato de mandato si esta es la opción que le garantiza ejercer el derecho de preferencia de acceso a la infraestructura. Bajo este modelo de contrato también se podría eliminar la problemática actual que enfrenta Ecopetrol con la devolución del IVA por ventas de crudo y el costo financiero que ello implica para el comercializador
- **Fórmula de Precios:** Consideramos importante migrar del esquema de pass through de costos o reconocimiento de costos reales hacia un esquema de costos predefinidos para cada campo:
 - Las estimaciones de costos se podrían segmentar por región/calidad de crudo y se basarían en costos representativos para rutas óptimas
 - Este esquema podría incentivar a Ecopetrol a mejorar su desempeño en el manejo logístico dado que los ahorros o sobrecostos son asumidos por el comercializador
 - Reduce el desgaste administrativo para las partes y la necesidad de auditorías de costos dado que una vez acordados solo se deben facturar conforme a lo establecido en el contrato
 - Se deberá establecer una metodología para la revisión y actualización periódica de los costos por región con base en la información de mercado

- Tarifa de Comercialización: Renegociación de la tarifa de comercialización usando como parámetro de referencia las cotizaciones recibidas en el sondeo de mercado

8.1.2 *Estrategia a Mediano Plazo u Opción B para el 2015*

Consideramos la ANH debe continuar evaluando la opción de monetización no solo porque este es el esquema más utilizado en la industria internacional, sino porque evita la necesidad de que el Estado tenga que involucrarse directa o indirectamente en los procesos de recaudo y comercialización de hidrocarburos; actividades sobre las cuales tiene pocas ventajas y eficiencias operativas.

Si bien la monetización puede implicar una disminución del valor económico para la nación al perderse el derecho de preferencia en los ductos por dejar de existir el crudo de regalías como tal, este impacto se puede mitigar con las eficiencias en costos de algunos operadores o la entrada de nuevos proyectos de infraestructura de transporte en el mediano plazo que disminuyan la presión del mercado por capacidad de transporte y por ende el valor económico del derecho de preferencia.

Los riesgos de liquidez financiera asociados a un esquema de monetización se podrían mitigar mediante la definición de marco sancionatorio más claro y estricto (ver Anexo 2). Estos riesgos también tenderían a disminuir en la medida en que se van extinguiendo los contratos de asociación donde, conforme a nuestro análisis, se requieren aclarar y fortalecer los mecanismos sancionatorios por parte de la ANH.

Uno de los mayores retos para la monetización es la introducción de fórmulas de precios que aproximen el valor justo de mercado en boca de pozo para cada uno de los campos de crudo del país. El desarrollo de bases de datos de costos logísticos más robustas y la posible negociación de un esquema de costos de referencia con Ecopetrol facilitaría la eventual transición hacia este modelo dado que la ANH y el mercado podrían desarrollar mecanismos de información para el cálculo de los costos de logística típicos por región y tipo de crudo

Se estima que el cambio en la forma de pago de las regalías por parte de los operadores, de especie al pago en efectivo, no generaría efectos tributarios diferentes de los que se generan con el pago en especie para el operador. Lo anterior, teniendo en cuenta que independientemente de la manera en que se realice el pago de las regalías y del tipo de contribuyente obligado al pago de las mismas (organismos descentralizados o entidades privadas), las regalías pagadas a la ANH son deducibles para efectos del impuesto sobre la renta (DIAN Concepto 15766 de 2005).

Diferente de los efectos fiscales que se deriven del cambio de sistema de pago, es importante el tema del flujo caja que el operador o concesionario deberán tener disponible para realizar el pago en dinero de las regalías conforme a los plazos que exija la ANH independiente del recaudo de la comercialización propia de cada agente.

El Proyecto de Ley 07 de 2014 solicita una interpretación con autoridad del artículo 116 del Estatuto Tributario (ET) para limitar el alcance deducciones previstas. Según el artículo 116 del ET, las regalías que los organismos descentralizados deban pagar conforme a disposiciones vigentes a la Nación u otras entidades territoriales, son deducibles de la renta bruta del contribuyente. A este respecto, la Dirección de Impuestos y Aduanas Adicionales ha entendido que el artículo 116 del ET

debe interpretarse para permitir que tanto los organismos descentralizados como las entidades privadas puedan deducir de su renta bruta las regalías pagadas en dinero o en especie.

Conforme a la regulación vigente, no se estiman efectos tributarios para los operadores de un eventual esquema de monetización.

Fortalecimiento de la Potestad Sancionatoria de la ANH

Uno de los aspectos claves para la eventual implementación de un esquema de monetización es el fortalecimiento de la potestad sancionatoria de la ANH de forma que cuente con las herramientas suficientes para garantizar el pago de los recursos de regalías en los tiempos y forma establecidos. Para analizar este aspecto se ha realizado una revisión de las potestades sancionatorias vigentes y las oportunidades de mejora.

La fiscalización de la exploración y explotación de los recursos naturales no renovables fue delegada a la ANH en el 2012 mediante la resolución 180877. Conforme a la Ley 1530 (Numeral 3 del Art. 7), el Ministerio de Minas y Energías tenía la función de “Fiscalizar la exploración y explotación de los recursos naturales no renovables”. Empero, mediante la Resolución 180877, Art. 1 se estableció “Delegar en la Agencia Nacional de Hidrocarburos la función que le compete al Ministerio de Minas y Energía, en relación con la fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, en los términos señalados en la Ley 1530 de 2012 y demás disposiciones aplicables”. Adicionalmente, en el Parágrafo 1 de este mismo artículo, se aclaró que la delegación de la función de fiscalización comprende el proceso de investigación e imposición de la sanción de que trata el Artículo 67 del Código de Petróleos, modificado por el artículo 21 de la Ley 10 de 1961, en concordancia con lo previsto en el Artículo 64 de la Resolución 18 1495 de 2009 o las normas que los modifiquen o sustituyan.

Se considera que la posible sanción que impondría la ANH por incumplimiento de las obligaciones del contrato no sería garantía suficiente para el recaudo de regalías. La ANH tiene potestad sancionatoria ante un incumplimiento de las normas y de los contratos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables. El artículo 67 del Código de Petróleos establece que el Gobierno podrá imponer administrativamente multas hasta de cinco mil pesos (\$5.000) en cada caso, para penar el incumplimiento de las obligaciones que en el Código de Petróleos se establecen, cuando el incumplimiento no produzca caducidad de contratos o cancelación de permisos, o cuando el Gobierno prefiera optar por esta sanción y no declarar la caducidad en los casos pertinentes del artículo siguiente. Esta disposición fue modificada por el Artículo 1 de la Ley 10 de 1961, mediante el cual se estableció que las multas de que trata el artículo 67 del Código de Petróleos serían hasta de cinco mil dólares (US\$ 5.000,00) y podrán convertirse a moneda legal colombiana al tipo de cambio fijado para la industria de petróleo. No obstante, debido al bajo el valor de las multas estipuladas, se puede concluir que la posible sanción que impondría la ANH por incumplimiento de las obligaciones del contrato no sería garantía suficiente para el recaudo de las regalías. Razón por la cual se requiere un ajuste en la legislación que incremente estos valores.

En virtud de su facultad sancionatoria, la ANH ha incorporado en sus contratos de exploración y producción diferentes multas y penalidades contractuales a los operadores o contratistas de la Agencia. En todos los contratos de exploración y producción se establece como obligación a cargo del contratista el pago de las regalías, ya sea en especie o en dinero, y las multas se activan ante el no pago del contratista de las regalías que se causen.

- Cláusulas de los contratos de la Ronda 2012 y 2014

Como apremio al contratista, una vez establecido el incumplimiento de conformidad a lo previsto en la Cláusula 61 del contrato, la ANH podrá imponer multas que conlleven a la satisfacción oportuna, eficaz y eficiente de las obligaciones a cargo del contratista. En el evento que se opte por la imposición de multas, éstas serán hasta por el monto del valor de la actividad incumplida, cuando se trate de obligaciones con cuantía determinada. Para el caso de obligaciones con valor indeterminado se causarán multas de hasta cincuenta mil dólares de los Estados Unidos de América (US\$ 50.000) por la primera vez, hasta por el doble de la inicialmente impuesta en caso de reincidencia, y así sucesivamente, doblando el valor del tope máximo de las multas causadas, hasta igualar el valor de la garantía. Vencidos los términos señalados por la ANH para el pago de multas y/o el cumplimiento de las respectivas obligaciones incumplidas por parte del contratista, sin que este haya cumplido las respectivas obligaciones, la ANH podrá dar por terminado el contrato y hacer efectiva la garantía de cumplimiento del contrato o las pólizas de seguro correspondientes.

El incumplimiento injustificado del Contratista en satisfacer sus obligaciones de reconocimiento, liquidación y pago efectivo de las regalías, se considera un incumplimiento grave y puede dar lugar a su terminación unilateral del contrato.

En la minuta del contrato de Exploración y Producción de la Ronda 2014, las sanciones por incumplimiento en el pago de regalías están establecidas de forma más expresa:

“28.7 Incumplimiento de la Obligación de Pago de las Regalías: El incumplimiento injustificado del Contratista (Individual o Plural) en satisfacer sus obligaciones de reconocimiento, liquidación y pago efectivo de las Regalías, se considera como incumplimiento grave del presente Contrato y puede dar lugar a su terminación unilateral, surtido el procedimiento previsto en la Cláusula 46”.

Según lo anterior, la ANH está contractualmente amplia y expresamente facultada para declarar el incumplimiento contractual, imponer multas, declarar la caducidad administrativa del mismo, tasar perjuicios y ordenar su cancelación o cubrimiento si el contratista incumple con el pago de las regalías. Adicionalmente, la Agencia está facultada para hacer efectivas las multas, sanciones pecuniarias y determinación de daños y perjuicios por jurisdicción coactiva, de acuerdo con los artículos 87, 89, 99 y 100 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo (Ley 1437 2011), todo ello en forma unilateral.

Así las cosas, una vez agotados los procedimientos previstos en el Contrato E&P, la ANH, ante un incumplimiento en el pago de las regalías, con estricta sujeción al régimen jurídico superior y a las estipulaciones contractuales, puede:

- (i) imponer Multa(s);
- (ii) declarar el incumplimiento contractual y sus consecuencias;
- (iii) disponer la caducidad administrativa del negocio jurídico;
- (iv) hacer efectiva la cláusula penal;
- (v) tasar los perjuicios ocasionados con la insatisfacción o la falta o faltas del Contratista (Individual o Plural); y
- (vi) declarar ocurrido el siniestro y la consiguiente efectividad de la o las garantías, o comunicar al

establecimiento de crédito el cumplimiento de todos los requisitos procedentes para el pago efectivo de la o las cartas de crédito.

El valor de las multas ascenderá al uno por ciento (1%) del monto de la actividad en mora, por cada día calendario de retraso, hasta un máximo de diez por ciento (10%), cuando se trate de obligaciones con cuantía determinada. Respecto de prestaciones o compromisos de valor indeterminado, será de diez mil Dólares de los Estados Unidos de América (USD 10.000) por cada día calendario de mora, hasta completar cien mil Dólares de los Estados Unidos de América (USD 100.000).

A partir de los topes referidos, sin que se hayan satisfecho la o las obligaciones en mora, la ANH queda plenamente facultada para imponer multas sancionatorias y/o la pena pecuniaria, e, inclusive, para dar por terminado el contrato en forma unilateral, y hacer efectiva la garantía de cumplimiento que ampare el o los compromisos insatisfechos, según la gravedad del incumplimiento, la naturaleza y cuantía de sus efectos, y su repercusión sobre el desenvolvimiento del contrato.

Alcanzado el tope de eventuales Multas Conminatorias por retraso o demora en el cumplimiento eficaz y eficiente de cualquier obligación o compromiso contractual, o cuando por su naturaleza, tal incumplimiento tenga carácter definitivo, la ANH está facultada para imponer al contratista (Individual o Plural) multas sancionatorias. El valor de estas multas ascenderá hasta la cuantía total del compromiso incumplido, si se trata de obligaciones con cuantía determinada, o hasta doscientos cincuenta mil dólares de los Estados Unidos de América (USD 250.000), para obligaciones de valor indeterminado, en ambos casos, según la gravedad del incumplimiento, sus efectos en la ejecución contractual y la diligencia y responsabilidad del proceder del Contratista (Individual o Plural). Las Multas Conminatorias y Sancionatorias son acumulables, por tener propósitos diferentes

Sin perjuicio de las multas que lleguen a imponerse, en los casos de declaración de incumplimiento, terminación unilateral o caducidad por el no pago de las regalías, se causará a favor de la ANH y a cargo del contratista, como estimación anticipada de perjuicios y a título de pena pecuniaria, suma equivalente a un millón de dólares de los Estados Unidos de América (USD1.000.000). El valor de esta pena se considera un pago parcial pero definitivo de perjuicios, y no obsta para que la Entidad valore debidamente y haga exigibles todos los efectivamente causados

■ Facultad Sancionatoria en Contratos de Asociación

Antes de 2003 Ecopetrol ejercía las funciones de administración del recurso hidrocarburífero que hoy en día ejerce la ANH, y adicionalmente ejecutaba actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. La cláusula de regalías ponía en cabeza del operador la obligación de entregarle a Ecopetrol las regalías en especie y posteriormente repartir la producción entre las partes. Así mismo, Ecopetrol era el responsable de la transferencia de los recursos obtenidos por regalías a las entidades territoriales.

El artículo 11 de la Ley 1118 de 2006 derogó expresamente el artículo 5º del Decreto 1760 de 2003, el cual en el párrafo 2º, disponía que las regalías siguieran siendo recaudadas por Ecopetrol hasta la terminación de sus contratos o la reversión de sus concesiones. En estos Contratos se facultó expresamente a la ANH para decidir el recaudo de las regalías en especie o

en dinero. En caso que el recaudo se haga en dinero, el Contratista debe hacerlo en los tiempos y por los montos determinados por la Ley para tales efectos.

Se considera que se deben revisar en detalle los contratos de Asociación para determinar si estos incorporan la obligación de otorgar una garantía para el cumplimiento de las obligaciones contractuales. Adicionalmente, se debe establecer si estos contratos permiten la imposición de multas o la ejecución de una posible garantía ante el no pago de las regalías. Teniendo en cuenta que actualmente la mayoría de las regalías del país provienen de contratos de asociación, se hace necesario revisar si estos contratos permiten imponer multas contractuales al operador por el no pago de las regalías.

Se puede concluir que la ANH en virtud de la delegación de la función de fiscalización realizada por el Ministerio de Minas y Energía, tiene potestad sancionatoria ante un incumplimiento de las normas y de los contratos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables. Sin embargo, la posible sanción que impondría la ANH en el desarrollo de la función de fiscalización, por incumplimiento de las obligaciones del contrato, no sería garantía suficiente para el recaudo de las regalías, razón por la cual se requiere un ajuste en la ley para poder incrementar los valores de las multas.

La ANH puede adelantar un cobro coactivo de los dineros dejados de pagar por el contratista, sujeto a los procedimientos legales. No obstante la situación actual en relación con las posibles multas que puede imponer la ANH en los contratos E&P deja sujeta a la ANH a un riesgo de liquidez y de cobro de cartera del contratista. Se hace necesario evaluar los contratos de asociación para determinar si éstos permiten la imposición de multas o si existen garantías ante el no pago de las regalías, toda vez que la mayoría de las regalías del país provienen de contratos de este tipo.

Estas son las principales recomendaciones propuestas:

- Con base en la evaluación de las alternativas se evidencia que en el corto plazo la ANH podría mejorar el esquema de comercialización a través de la vinculación de un tercero mediante un concurso. No obstante, para confirmar la conveniencia de esta opción se sugiere realizar un Sondeo de Mercado formal que permita obtener mayor información sobre el interés de las empresas en el sector y las condiciones del negocio.
- Debido a la premura de tiempo en el vencimiento del contrato de compra venta con Ecopetrol, se recomienda iniciar un proceso de negociación para lograr una extensión de seis meses buscando mejorar algunos aspectos del esquema de contrato actual.
- Dependiendo los resultados del Sondeo de Mercado en cuanto a las ventajas económicas potenciales, condiciones del negocio, riesgos asumidos por la contraparte, etc. se recomienda que la ANH evalúe la opción de iniciar un proceso de selección y contratación de un comercializador o la opción de negociar un contrato de por lo menos un año con Ecopetrol mejorando el esquema de prestación del servicio. Esta decisión se tomaría a finales del año 2015.
- Como opción B se considera que la ANH debe continuar monitoreando la opción de monetizar las regalías. Para una efectiva implementación de esta alternativa, la ANH debe continuar con el seguimiento al valor del derecho de preferencia de acceso a ductos, fortalecer los mecanismos de información para hacer seguimiento a los costos de logística, fortalecer su capacidad sancionatoria y alinear los intereses de los productores y

de la ANH mediante esquemas de fórmulas de precios que balanceen los riesgos de las partes.

ANEXO 1: Concepto Jurídico Obligaciones de Abastecimiento

MEMORANDO CONFIDENCIAL

Fecha: 24 de septiembre de 2014

Para: Agencia Nacional de Hidrocarburos

De: Sandra Manrique – prietocarrizosa
Nicolás Cure - prietocarrizosa

Asunto : Concepto Abastecimiento Interno

Señores Agencia Nacional de Hidrocarburos:

A continuación presentamos nuestro análisis relacionado con el precio aplicable al crudo requerido para abastecimiento interno y la obligación de destinar el crudo de regalías a la refinación interna.

I. Nuestro Análisis

A. Código de Petróleos

El Código de Petróleos¹⁵ establece en su Capítulo IX que la refinación es libre dentro del territorio nacional. Adicionalmente este mismo capítulo establece que los concesionarios de explotación, es decir las empresas de exploración y explotación de hidrocarburos, atenderán de preferencia las necesidades del país, debiendo ofrecer en venta su crudo internamente, cuando el consumo de derivados de petróleo lo exija. Específicamente el artículo 58 de este código establece lo siguiente:

“Artículo 58. La refinación de petróleo es libre dentro del territorio nacional.

Los concesionarios de explotación atenderán de preferencia las necesidades del país, debiendo ofrecer en venta, cuando el consumo de derivados de petróleo lo exija, la materia prima necesaria para atender dicho consumo, de acuerdo con la reglamentación que haga el Gobierno (...).”

En ese sentido, el Código de Petróleos otorgó libertad para la refinación de crudo y obligó a las empresas productoras de crudo a destinar su producción al consumo interno, dependiendo de las necesidades específicas del país en relación con el consumo de derivados del petróleo.

Partiendo de lo anterior, debemos señalar lo siguiente respecto del precitado artículo 58: (i) los concesionarios tienen una obligación de atender preferentemente las necesidades del país para la demanda de combustibles del país; (ii) en virtud de esta obligación deben ofrecer el crudo a los refinadores para que

¹⁵ Decreto Legislativo 1056 de 1953.

estos pueden atender la demanda de derivados del petróleo; y (iii) esta obligación nacerá siempre que el consumo de derivados del petróleo en el país así lo exija.

Así las cosas, se puede concluir que en el evento en que las necesidades del país de consumo de derivados del petróleo sea atendido por los refinadores con crudo de su propiedad o adquirido de terceros, cesará la obligación de los concesionarios de ofrecer preferentemente el crudo a los refinadores.

En adición a lo anterior, se debe tener presente el artículo 215 de este mismo Código, el cual establece que, cuando las regalías del Gobierno no son suficientes para abastecer el consumo interno de derivados del petróleo, las compañías de exploración y producción de hidrocarburos deberán ofrecer en venta para consumo interno hasta un 50% de su producción¹⁶. Específicamente el artículo 215 establece lo siguiente:

“Artículo 215. Cuando las regalías, percibidas en especie por el Gobierno, no fueren suficientes para abastecer el consumo interno de derivados del petróleo, previa solicitud del Gobierno, los contratistas de exploración y explotación estarán obligados a ofrecer en venta una cantidad tal, que sumada a la regalía, no exceda durante cualquier mes del 50% de la producción de la concesión. Pero cada contratista tendrá derecho a impugnar a dicha cantidad el petróleo crudo que esté destinando directa o indirectamente, a la refinación dentro del país para atender a las necesidades del consumo interno”.

En primer lugar debemos señalar que los contratistas de exploración y explotación estarán obligados a ofrecer en venta el crudo, siempre que: (i) el crudo percibido por concepto de regalías no fuere suficiente para atender la demanda de derivados del petróleo; y (ii) que exista una solicitud del Gobierno.

De acuerdo con lo analizado anteriormente, los concesionarios de explotación tienen la obligación de dar preferencia al abastecimiento interno de crudo, para poder atender la demanda de derivados del petróleo, ahora bien, de acuerdo con el artículo 215, dicha preferencia está limitada a que (i) el crudo percibido por concepto de regalías no fuere suficiente para atender la demanda de derivados del petróleo; y (ii) que exista una solicitud del Gobierno.

En segundo lugar, debemos señalar que este artículo 215 establece una obligación de destinación tácita que el crudo recibido por concepto de pago de regalías debe destinarse al consumo de las refinerías para la producción de derivados del petróleo. Cuando el artículo señala que “Cuando las regalías, percibidas en especie por el Gobierno, no fueren suficientes para abastecer el consumo interno de derivados del petróleo” quiere decir, *contrario sensu*, que las regalías percibidas en petróleo deben estar destinadas preferentemente al consumo interno para refinación, puesto que únicamente en ese caso, será necesario acudir a los demás explotadores de crudo para el abastecimiento interno de crudo para refinación.

En nuestro entendimiento, ambos artículos tienen aplicación en situaciones en las que los refinadores le solicitan al Gobierno que destine el crudo de regalías al abastecimiento de las refinerías internas en el país, toda vez que se encuentran en una situación de desabastecimiento, lo cual es una situación excepcional, si se tiene en cuenta que en Colombia actualmente la mayoría del crudo producido no sólo por Ecopetrol, sino por los demás productores está siendo exportado y no se presenta una situación de desabastecimiento de crudo para la refinación interna.

Finalmente, este mismo artículo estableció el procedimiento de pago de esta producción, determinando que la cantidad vendida será entregada en el centro de recolección del respectivo campo de producción al mismo

¹⁶ Este 50% incluye el porcentaje de regalías que debe entregar al Estado.

precio que sirva como base para liquidar la regalía en dinero, deducidas las tarifas vigentes de transporte entre el centro de recolección de la concesión y el puerto de embarque, y su pago se hará mensualmente.

B. Decreto 3683 de 2003 y la Resolución 181709 de 2003

El 22 de diciembre de 2003 se expidió el Decreto 3683 de 2003, el cual establece en su artículo 23, que a partir del primero de febrero de 2004, el petróleo crudo y/o sus mezclas que se explote en el territorio nacional y que se destine para consumo interno, solamente podrá ser utilizado para refinación¹⁷.

En adición a lo anterior, el párrafo de este artículo incluyó una disposición relacionada con el precio de compra del crudo que tenga como destino el consumo interno, es decir el crudo para refinación. Este párrafo previó que los refinadores, comprarán el petróleo crudo que se destine para consumo interno, a precios de referencia internacional acordados entre las partes. Específicamente este artículo establece lo siguiente:

“PARÁGRAFO 1o. Los refinadores comprarán el petróleo crudo y/o sus mezclas que se explote en el territorio nacional y que se destine para consumo interno, a precios de referencia internacional acordados entre las partes”.

Considerando esta disposición, el precio de compra del crudo que tenga como destino el abastecimiento interno es el precio de referencia internacional que acuerden las partes.

Ahora bien el día siguiente a la expedición de este decreto, es decir el 23 de diciembre de 2003, el Ministerio de Minas y Energía (en adelante, el “MME”) expidió la Resolución No. 181709.

El MME, en ejercicio de la facultad otorgada en el Artículo 154¹⁸ del Decreto Ley 444 de 1967 reglamentó las disposiciones en materia de precios del petróleo crudo destinado a la refinación para el abastecimiento interno.

Esta resolución estableció que el crudo que tuviese como destino la refinación se pagará tomando como base el precio internacional de exportación de crudos en términos FOB con aplicación del precio internacional de referencia WTI. Específicamente los artículos 1 y 2 de esta resolución establecen lo siguiente:

“Artículo 1. El petróleo crudo de producción nacional que le corresponda a los explotadores de hidrocarburos en desarrollo de contratos de exploración y explotación y que se destine a la refinación para el abastecimiento interno, se pagará tomando como base el precio internacional de exportación de crudos en términos FOB, puerto colombiano, con aplicación del Precio Internacional de Referencia establecido como se indica en el artículo siguiente (...) Para cada crudo en particular, el precio sólo variará dependiendo de la calidad medida en su ASSAY (grados API y porcentaje de Azufre (%S)) y de los contenidos en porcentaje (%) de agua, sedimento en el crudo y sal (...).

¹⁷ ARTÍCULO 23. A partir del primero de febrero de 2004 y con criterios de autoabastecimiento energético y de uso racional y eficiente de la energía, el petróleo crudo y/o sus mezclas que se explote en el territorio nacional y que se destine para consumo interno, solamente podrá ser utilizado para refinación.

¹⁸ ARTICULO 154. El Ministerio de Minas y Petróleos determinará los volúmenes de producción que los explotadores deban vender para la refinanciación en el país y fijará los precios correspondientes.

“Artículo 2. El Precio Internacional de Referencia indicado en el Artículo 1° de la presente resolución corresponderá al promedio aritmético de la cotización diaria del crudo WTI, en dólares de los Estados Unidos de América (...).”

Considerando lo anterior, esta regulación determina una fórmula para la venta de crudo que tenga como destino la refinación.

Ahora bien, esta resolución prevé que los contratos de compraventa de crudo para abastecimiento interno, que se suscriban con posterioridad a su expedición, deberán incorporar de forma expresa la aplicación de precios en la forma prevista en esta resolución. Específicamente el artículo 4 de la Resolución 181709 de 2003 establece lo siguiente:

“ARTÍCULO 4. Nuevos contratos de compraventa y de E&P. Sin perjuicio de lo estipulado en el párrafo del artículo 1° de la presente resolución, en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos a suscribir y/o en los de compra de crudos que a partir de la fecha de vigencia de la presente Resolución suscriban ECOPETROL S.A, los refinadores privados o la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), según sea el caso, para atender las necesidades de refinación para el abastecimiento interno, se establecerá en forma expresa como cláusula del respectivo contrato la aplicación de los precios en la forma establecida en esta resolución”.

Así las cosas, mediante esta resolución se fija fórmula para determinar el precio del crudo proveniente de contratos de exploración y explotación, destinado a la refinación para el abastecimiento interno.

Lo anterior permite inferir que la función del Ministerio de Minas y Energía por virtud de esta disposición, sólo se circunscribe a determinar el precio al que quienes producen crudo en el país deban vender su producción cuando se requiera para destinarla a refinación. Pero no se refiere a que entre las funciones del Ministerio se encuentre la de determinar el valor del crudo de regalías que se debe destinar a refinación interna.

Finalmente, el Decreto 714 de 2012 mediante el cual se establece la estructura de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, establece en su Artículo 3 las funciones generales de esta entidad, entre las que se encuentran:

“(…) 13. Adelantar las acciones necesarias para el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos.

14. Fijar los volúmenes de producción de petróleo de concesión que los explotadores deben vender para la refinación interna.

15. Fijar el precio al cual se debe vender el petróleo crudo de concesión destinado a la refinación interna para el procesamiento o utilización en el país, y el gas natural que se utilice efectivamente como materia prima en procesos industriales petroquímicos cuando sea del caso. (...).”

Esta disposición en conjunto con lo dispuesto en el artículo 215 del Código de Petróleos se debe entender como que la ANH será la responsable de reglamentar los mecanismos a través de los cuales se materializará la obligación del Estado de destinar el crudo de regalías para refinación interna, cuando este sea necesario, pero actualmente no se ha expedido una resolución que reglamente esta función, razón por la cual la agencia ha seguido utilizando lo previsto en la Resolución 181709 de 2003 como referencia para la fijación de precios tal y como lo muestran sus contratos de exploración y producción.

Considerando lo anterior, cuando las empresas de exploración y producción de hidrocarburos sean requeridas para vender su crudo para atender las necesidades de refinación para el abastecimiento interno, los precios se calcularán con base en el precio internacional, en la forma establecida en la Resolución N° 181709 del 23 de diciembre de 2003 proferida por el Ministro de Minas y Energía.

La norma anterior, establece los precios respecto de los cuales se le paga el crudo a los explotares en virtud del ejercicio por parte del Gobierno de la compra de crudo para bastecer la refinación interna, sin embargo, no existe una disposición que regule el precio al cual debe vender la ANH el crudo de regalías que sea destinado a la refinación interna, el cual podrá ser vendido al precio establecido por la ANH.

C. Contratos E&P

Revisada la minuta de los contratos de exploración y producción de la ANH para las Rondas 2010, 2012 y 2014, encontramos que estas contienen una cláusula en la cual se establece que, cuando un contratista sea requerido para vender su crudo para atender las necesidades de refinación, los precios se calcularán en la forma establecida en la Resolución 8181709 de 2003, o en cualquier disposición legal o reglamentaria que la modifique o sustituya.

Específicamente la Cláusula 36 de estos contratos de la Ronda 2010 y 2012 establece lo siguiente:

“PRECIOS PARA ABASTECIMIENTO INTERNO: Cuando EL CONTRATISTA sea requerido para vender su crudo para atender las necesidades de refinación para el abastecimiento interno, los precios se calcularán con base en el precio internacional, en la forma establecida en la Resolución N° 181709 del 23 de diciembre de 2003 proferida por el Ministro de Minas y Energía, o en cualquier disposición legal o reglamentaria que la modifique o sustituya”.

La Cláusula 28.8 de la minuta de la Ronda 2014 establece lo siguiente:

“Precios para Abastecimiento Interno: Cuando el Contratista (Individual o Plural) sea requerido para vender el crudo de su propiedad, con el fin de atender las necesidades de refinación para el abastecimiento interno, los precios correspondientes han de calcularse con base en el precio internacional de los Hidrocarburos, en la forma establecida en la Resolución N° 18 1709 del 23 de diciembre de 2003, del Ministro de Minas y Energía, o en la disposición legal, reglamentaria o regulatoria que la modifique, adicione o sustituya (...).”

Así las cosas, la ANH reconoció en sus contratos de exploración y producción que la Resolución 181709 de 2003 es la aplicable para establecer el precio del crudo destinado al abastecimiento interno, cuando estas compañías sean llamadas a atender las necesidades de refinación para el abastecimiento interno, razón por la cual se entiende que la misma se encuentra vigente pero que es aplicable para estos eventos.

Ahora bien, analizando las funciones de la ANH, el Decreto 714 de 2012 establece en su artículo 3 las funciones generales de la ANH. Entre las diferentes funciones de la agencia encontramos en el numeral 15 de este artículo la función de fijar el precio al cual se debe vender el petróleo crudo destinado a refinación. Específicamente el numeral 15 del artículo 3 del Decreto 714 de 2012 establece lo siguiente:

*“Artículo 3. Son funciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, las siguientes:
(...)*

15. Fijar el precio al cual se debe vender el petróleo crudo de concesión destinado a la refinación interna para el procesamiento o utilización en el país, y el gas natural que se utilice efectivamente como materia prima en procesos industriales petroquímicos cuando sea del caso”.

Así las cosas, en nuestro entendimiento la ANH hoy en día ostenta la función de fijar el precio al cual se debe vender el petróleo crudo destinado a refinación, lo anterior sin perjuicio que la Resolución 181709 de 2003 no ha sido derogada y la ANH puede optar por remitirse a esta para determinar el precio del crudo que tenga como destino el abastecimiento interno.

:

D. Implicaciones sobre la función de abastecimiento interno respecto de la monetización de las regalías

En virtud del Decreto 714 de 2012 la ANH tiene como función adelantar las acciones necesarias para el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos.¹⁹

Considerando esta función, la ANH está facultada para tomar las medidas necesarias que garanticen el abastecimiento de crudo destinado a la refinación interna para el procesamiento o utilización en el país.

Considerando lo anterior, en caso que la ANH decida monetizar las regalías, se generan implicaciones directas frente al abastecimiento nacional, toda vez que en caso que los refinadores le soliciten a la ANH la venta de crudo de regalías para el abastecimiento de sus refinerías, la ANH deberá tomar las medidas necesarias que garanticen su abastecimiento en virtud de la precitada función.

Así las cosas, en caso que no exista crudo en el mercado suficiente para el abastecimiento interno, esta entidad deberá tomar las acciones necesarias que permitan un adecuado abastecimiento de la demanda nacional.

En este evento la ANH puede tomar las siguientes medidas:

1. Como primera medida, recaudar las regalías en especie y destinarlas para el abastecimiento de las refinerías. Para lo anterior deberá expedir un acto administrativo en el cual modifique el recaudo de las regalías, pasando de un recaudo en dinero a un recaudo en especie.
2. En caso que las regalías no fuesen suficientes, ejercer el derecho de comprar crudo de los productores en los términos de las normas vigentes sobre la materia y en virtud de las disposiciones contractuales.

E. Conclusiones

1. Los refinadores en Colombia tienen el derecho a solicitarle a la ANH la venta de crudo de regalías para abastecer sus refinerías, siempre que (i) demuestren que no cuentan con crudo propio para tal fin, (ii) demuestren que no existe crudo en el mercado suficiente para abastecer la refinería, es decir, que hay una situación de desabastecimiento en el país y (iii) los productos de la refinación son destinados a consumo interno.
2. No existe una regulación del precio aplicable al crudo de regalías que se venda a los refinadores en Colombia, teniendo sólo la obligación de cobrar un precio de mercado por el mismo, puesto que todo precio inferior al mismo genera un menor valor del giro al sistema general de regalías.
3. La función de garantizar el abastecimiento de crudo para la refinación con destino al mercado interno es del Gobierno y actualmente en cabeza de la ANH en virtud del Decreto 714 de 2012, en cuyo caso, y frente a una situación de desabastecimiento de crudo invocada por los refinadores colombianos y analizada y aceptada por el Gobierno, si se destinarían en primera instancia las

¹⁹ Artículo 3 Num. 13 del Decreto 714 de 2012.

regalías percibidas por la ANH en especie para el abastecimiento de las refinerías y luego ejercería el derecho de comprar crudo de los productores en los términos de las normas vigentes sobre la materia.

Quedamos a su disposición para complementar o aclarar cualquier duda o inquietud.

Atentamente,

Sandra Manrique

Nicolas Cure

Anexo 2: Concepto Jurídico Opción de Monetización y Sanciones

MEMORANDO
CONFIDENCIAL Y PRIVILEGIADO

FECHA: Diciembre, 2014

PARA: Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

DE: Prietocarrizosa

ASUNTO: Análisis de la posibilidad de monetización de regalías de crudo y las facultades que tiene la ANH en ejercicio de esta facultad.

Estimados señores:

A continuación encontrará un análisis sobre las disposiciones vigentes relacionadas con la posibilidad de recaudar en dinero las regalías generadas por la explotación de crudo.

1. Antecedentes Normativos.

El artículo 25 de la Ley 141 de 1994 disponía lo siguiente:

“ARTÍCULO 25. Sin perjuicio de las estipulaciones contenidas en contratos vigentes las regalías se recaudarán en dinero o en especie, según lo determine en providencia de carácter general, el Ministerio de Minas y Energía.

Los porcentajes sobre el producto bruto que con cualquier denominación de contenido monetario se hayan pactado por las empresas industriales y comerciales del Estado o las sometidas a este régimen, continuarán percibiéndose en los términos acordados en los contratos correspondientes, con la obligación de éstas de pagar las regalías y compensaciones señaladas en esta Ley, con el producido de estos porcentajes”. (Subrayas fuera del texto original).

En virtud de esta de esta disposición, el Ministerio de Minas y Energía (en adelante, “MME”) expidió la Resolución 181022 de 2005, en la cual determinó los criterios bajo los cuales la Agencia Nacional de Hidrocarburos (en adelante, la “ANH”) podría establecer cuándo se recaudan las regalías en especie y cuándo se recaudan en dinero.

Así, la regla general, de acuerdo con el artículo 1 de esta Resolución es el recaudo en especie por parte de la ANH de *“las regalías generadas por la explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos bajo cualquier modalidad contractual, de acuerdo con la parte motiva de la presente Resolución”*.

Sin embargo, el artículo 1º de la Resolución 181022 de 2005, incluía un párrafo que establecía una excepción en los siguientes términos:

“PARÁGRAFO. Por razones técnicas y de operatividad, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, podrá recaudar en dinero las regalías. Para el efecto, los contratistas girarán directamente a la

Agencia Nacional de Hidrocarburos, no menos de los montos correspondientes a las regalías, según la liquidación que para el efecto realice el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con la ley”.

La excepción al recaudo en especie sólo aplicaba cuando existieran condiciones técnicas o de operatividad que impidieran el recaudo en especie de las regalías. En esos casos específicos, los contratistas debían girar directamente a la ANH los montos correspondientes de acuerdo con la liquidación que efectuara el MME, de conformidad con las disposiciones aplicables.

Así las cosas, la directriz impartida por parte del MME a la ANH era la de recaudar en especie las regalías, salvo en los casos en que por condiciones técnicas y de operatividad tal recaudo considerara, a juicio del MME, que resultare más favorable recaudar en dinero.

Sin embargo, el artículo 160 de la Ley 1530 de 2012 derogó expresamente el artículo 25 de la Ley 141 de 1994; por ende, las disposiciones de la Resolución 181022 de 2005 perdieron fuerza ejecutoria en los términos del artículo 91 de la Ley 1437 de 2011 (Nuevo Código Contencioso Administrativo).

2. Facultades de la ANH para la monetización de las Regalías.

La Ley 141 de 1994, que ponía en cabeza del MME la potestad de decidir cuándo el recaudo de regalías era en dinero y cuándo en especie, fue derogada expresamente por el artículo 160 de la Ley 1530 de 2012.

Considerando esta derogatoria, la Ley 1530 de 2012 previó que la recepción (recaudo) de las regalías de crudo debía quedar en cabeza de la ANH, así:

“ARTÍCULO 16. RECAUDO. Se entiende por recaudo la recepción de las regalías y compensaciones liquidadas y pagadas en dinero o en especie por quien explote los recursos naturales no renovables, por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería establecerán mediante acto motivado de carácter general, el pago en dinero o en especie de las regalías.

Cuando las regalías se paguen en especie, el Gobierno Nacional reglamentará la metodología, condiciones y términos que garanticen el adecuado flujo de recursos al Sistema General de Regalías, de manera que los recursos que se generen entre la determinación de los precios base de liquidación y la comercialización de las regalías se distribuyan en un 50% destinado a la bolsa única del Sistema General de Regalías y el 50% restante a favor del Gobierno Nacional” (Subrayas fuera del texto original).

La disposición transcrita pone en cabeza de la ANH la función de establecer mediante un acto administrativo de carácter general, el pago en dinero o en especie de las regalías.

Sin embargo, la norma no estableció criterios a los cuales debe ceñirse la ANH para establecer cuándo el recaudo sea en especie o cuándo sea en dinero. Por lo anterior, la ANH tiene la potestad de decidir si el recaudo se hará en especie o en dinero a su discreción, siempre que lo realice (i) con carácter general, y (ii) de manera motivada.

3. Análisis de la alternativa de recaudo de regalías en dinero en los contratos de asociación.

Para el análisis de la posibilidad de monetizar las regalías generadas en virtud de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos es necesario distinguir los Contratos de Asociación suscritos por Ecopetrol y los de Exploración y Producción suscritos por la ANH...

La base legal para la contratación asociada en Colombia es la Ley 20 de 1969, mediante la cual, en su artículo 12, se facultó al Gobierno para “declarar de reserva nacional cualquier área petrolífera del país y aportarla, sin sujeción al régimen ordinario de contratación y de licitación, a la Empresa Colombiana de Petróleos para que la explore, explote y administre directamente o en asociación con el capital público o privado nacional o extranjero.”

Posteriormente esta ley fue reglamentada por el Decreto 797 de 1971, el cual, en desarrollo del artículo 12 de la Ley 20 de 1969, permitía al Gobierno declarar de reserva nacional cualquier área del país que ofrezca posibilidades petrolíferas, para efecto de aportarla a la Empresa Colombiana de Petróleos, sin sujeción al régimen ordinario de contratación y licitación, para que este último la explore, explote y administre directamente o en asociación con el capital público o privado, nacional o extranjero.

El Gobierno, a solicitud de la Empresa, podía someter al régimen de aporte las áreas correspondientes a propuestas de dicha empresa que se encontraran en trámite y a contratos de concesión que hubiere celebrado.

El sistema de asociación coexistió con el de concesión hasta la expedición del Decreto 2310 de 1974, cuando se prohibió expresamente la contratación petrolera a través de este último sistema, con excepción de los contratos de ese tipo que estuvieran vigentes a la fecha.

El artículo 1 de este Decreto disponía lo siguiente:

“Con excepción de los contratos de concesión vigentes en la fecha de expedición del presente decreto, la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional estará a cargo de la Empresa Colombiana de Petróleos, la cual podrá llevar a efecto dichas actividades, directamente o por medio de contratos de asociación, operación, de servicios o de cualquier otra naturaleza, distintos de los de concesión, celebrados con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras (...).”

En los Contratos de Asociación revisados se encontró que, en todos los casos, la cláusula de regalías ponía en cabeza del operador la obligación de entregarle a Ecopetrol las regalías en especie y posteriormente repartir la producción entre las partes. Así mismo, Ecopetrol era el responsable de la transferencia de los recursos obtenidos por regalías a las entidades territoriales.

Si bien las disposiciones contractuales no son congruentes con la actualidad normativa, en nuestro concepto cualquier disposición regulatoria será aplicable para las regalías incluso en los casos en que por disposición contractual las regalías deban ser entregadas a Ecopetrol; lo anterior considerando que el artículo 11 de la Ley 1118 de 2006 derogó expresamente el artículo 5 del Decreto 1760 de 2003, el cual en el párrafo 2 disponía que las regalías seguirían siendo recaudadas por Ecopetrol hasta la terminación de sus contratos o la reversión de sus concesiones.

En ése sentido, la Cláusula de regalías de los Contratos de Asociación dejó de aplicarse desde la entrada en vigencia de la Ley 1118 de 2006 y a partir de ese momento, Ecopetrol y la ANH han venido suscribiendo Convenios Interadministrativos para el recaudo de las regalías.

4. Posibilidad de implementar un procedimiento sancionatorio en los Contratos de Asociación y la Solicitud de una Garantía para las obligaciones de entrega de las regalías.

Mediante el Decreto 714 de 2012 (modificado por el Decreto 2880 de 2013) se establece la estructura de la ANH. Respecto de las funciones que le fueron asignadas por ley a esta entidad, encontramos las siguientes relacionadas con las facultades de administración de regalías y demás contraprestaciones económicas:

*“ARTÍCULO 4. FUNCIONES GENERALES. Como consecuencia del cambio de naturaleza, son funciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, las siguientes:
(...)”*

*10. **Administrar la participación del Estado, en especie o en dinero, en los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los contratos y convenios de exploración y explotación, y demás contratos suscritos o suscriba (sic) la Agencia, incluyendo las regalías, en desarrollo de lo cual podrá disponer de dicha participación mediante la celebración de contratos u operaciones de cualquier naturaleza (...).”***

Considerando esta disposición, le corresponde a la ANH administrar la participación del Estado en especie o en dinero, en los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los contratos y convenios de exploración y explotación.

Adicionalmente, el artículo 17 de este Decreto establece las funciones de la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones, entre las que se encuentran 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. Realizar el recaudo, liquidación y transferencia de las regalías y compensaciones monetarias a favor de la Nación por la explotación de hidrocarburos.”*

Considerando estas funciones, la ANH está facultada para diseñar los procesos de control de regalías y a realizar el recaudo, liquidación y transferencia de las mismas, razón por la cual esta entidad puede expedir resoluciones que reglamenten estas materias.

Adicionalmente, mediante la Resolución 180877 de 2012 (modificada por la Resolución 91601 de 2012) el MME delegó, entre otras funciones, en la ANH:

1. La función que le compete al Ministerio de Minas y Energía, en relación con la fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, en los términos señalados en la Ley 1530 de 2012.
2. Las funciones de determinación y ejecución de los procedimientos y plazos para la liquidación de las regalías y compensaciones generadas por la producción de hidrocarburos, en los términos señalados en la Ley 1530 de 2012.

Considerando esta delegación y las funciones de la ANH enumeradas anteriormente, actualmente le competen a la ANH las actividades de fiscalización, las cuales, según la Ley 1530 de 2012, comprenden el conjunto de actividades y procedimientos que se llevan a cabo para garantizar el cumplimiento de las normas y de los contratos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, para la adecuada determinación y recaudo de regalías y compensaciones y el funcionamiento del Sistema General de Regalías²⁰.

²⁰ Artículo 13 Ley 1530 de 2012.

Considerando lo anterior, la ANH está facultada para llevar a cabo actividades y procedimientos que permitan el adecuado cumplimiento del recaudo de las regalías y para establecer mecanismos que garanticen el debido pago de las mismas.

Cualquier inquietud adicional con gusto será atendida.

Prietocarrizosa

ANEXO 3: Cuestionario Entrevistas Pre-mercadeo

Agenda para las entrevistas – Agentes Comercializadores

<u>Empresa</u>	
<u>Entrevistado</u>	
<u>Cargo</u>	
<u>Fecha</u>	

1. ¿Cuáles ventajas y desventajas considera que presenta el esquema actual de comercialización de regalías?
2. ¿Tendría usted interés en asumir la comercialización de parte o la totalidad de las regalías de la nación?
3. ¿Tendría usted capacidad para transportar y comercializar la totalidad de los volúmenes recaudados actualmente? (aprox. 130 kbld)
4. ¿Considera que sería más ventajoso asignar la comercialización de las regalías por regiones? Ej. Llanos Valle Medio del Magdalena, etc.
5. ¿Considera usted que existen ventajas competitivas de su empresa en algunas regiones específicas que podrían mejorar la comercialización de las regalías?
6. ¿Considera que su empresa podría hacer un mejor trabajo que Ecopetrol en las actividades de recaudó y comercialización de regalías a nivel nacional?
7. ¿Cuáles son los principales riesgos que su empresa considera que estaría asumiendo en un contrato con la ANH para recaudar y comercializar regalías?
8. ¿Cuál sería la mejor manera de compensar al comercializador: fee de comercialización por barril, un porcentaje del volumen de crudo recaudado, un pago fijo por servicios prestados, otros?
9. ¿Considera que el derecho de preferencia a los ductos y puertos es una condición necesaria para la comercialización de los volúmenes de regalías?, ¿Cuál considera usted que sería el impacto de NO contar con derecho de preferencia para el movimiento de crudo de regalías?
10. ¿Cómo considera que su empresa podría garantizar el pago inmediato (sin riesgos de cartera) de las regalías liquidadas?
11. ¿Qué esquema podría plantear para indemnizar a la ANH de posibles pérdidas de crudo en el transporte o pasivos generados durante el transporte y venta del crudo?
12. ¿Cuál sería el destino prioritario de estos volúmenes en caso de que su compañía los comercializará

13. ¿Preferiría un contrato de mandato (como consignatario del crudo) o uno de compra-venta para el recaudo y comercialización de regalías?
14. ¿Cuál debería ser la duración mínima de dicho contrato para que sea de interés para su empresa?
15. Si se realizara un proceso de licitación abierto para la comercialización de regalías ¿cuáles considera que deberían ser los aspectos a tener en cuenta para la precalificación de empresas y asignación del contrato?
16. ¿Cuál considera que es el impacto de monetizar las regalías para la industria en Colombia?