

Bogotá, 28 de abril de 2015

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

Referencia: Informe Final – Contrato No 138 del 2014

Apreciado Sr. Trias,

Conforme a los entregables establecidos en el Contrato No 138 del 2014 incluyendo el otrosí No 1 suscrito el 30 de diciembre de 2014 con Arthur D. Little y el cronograma acordado con la ANH, adjunto a la presente hacemos entrega del informe final del Estudio de Alternativas para la Comercialización del Petróleo de Regalías de la Nación incluyendo las aclaraciones sugeridas por el equipo de la ANH

Quedamos a su disposición para cualquier aclaración o sugerencia adicional,

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**

Informe Final

Preparado para:
Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

Bogotá, 28 de Abril de 2015

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

Indice

1	Introducción	4
2	Análisis de la Opción de Monetización 2015	7
2.1	Ventajas y desventajas conceptuales de la opción de monetización	7
2.2	Análisis de las Economías de Monetización versus el Contrato con Ecopetrol	9
3	Actos Administrativos de la Monetización	18
3.1	Supuestos para la Consolidación de los Actos Administrativos	18
3.2	Temas adicionales no incluidos en los Actos Administrativos para Análisis de la ANH	22
3.3	Actos Administrativos para la Monetización de Regalías	24
3.4	Acto Administrativo para la Monetización de Derechos Económicos	39
4	Conclusiones y Recomendaciones finales	49
5	Anexo 1: Concepto Jurídico – Contabilización de reservas y monetización de regalías	50

1 Introducción

El presente documento compila los resultados de la Fase 2, cláusula Segunda, conforme lo define el Otrosí 1 al Contrato 138 de 2014 para el Estudio de Alternativas para la Comercialización del Petróleo de Regalías de la Nación y Derechos Económicos encomendado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos a la empresa de consultoría Arthur D. Little. Así mismo, se presentan unas recomendaciones finales resultado del análisis y trabajo desarrollados por el equipo consultor en el desarrollo del presente Estudio. A continuación se resume brevemente los principales análisis y entregables de cada Fase:

Fase 1: Diagnóstico y Presentación de Esquemas Alternativos de Comercialización: Durante esta fase se analizó y diagnosticó la situación del esquema actual de recaudo y comercialización de regalías y derechos económicos tomando como base el contrato de compra-venta vigente con Ecopetrol hasta diciembre de 2014 y el análisis de las mejores prácticas de la industria. Así mismo, se estudiaron diferentes alternativas para la comercialización de regalías con el fin de presentar a la ANH una estrategia de selección e implementación que permitiese obtener mayores beneficios a la nación.

Para el diagnóstico del esquema actual inicialmente se realizó un análisis del marco regulatorio y de las obligaciones de la ANH, incluyendo la revisión de la evolución de los acuerdos y contratos con Ecopetrol para la comercialización de Regalías. Así mismo, la Fase 1 incluyó una revisión detallada de los términos comerciales y las fórmulas de valoración del crudo de Refinación y Exportación establecidas en el Otrosí 1 del 2013 al Contrato de compra venta de crudo con Ecopetrol.

Para analizar el precio de mercado de cada uno de los crudos de regalías, el equipo de Arthur D. Little consolidó un Modelo para estimar el precio Net Back por campo que reflejaba la logística de transporte y evacuación óptima incluyendo necesidades de dilución y/o transporte por carro tanque. Este modelo se utilizó para comparar una muestra representativa de las liquidaciones de regalías del primer semestre del 2014 reportadas por Ecopetrol con el valor de mercado e identificar las principales oportunidades de mejora.

Una vez terminado el diagnóstico se identificaron y 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. Adicionalmente, se acordaron con la ANH 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 beneficiosa para la Agencia.

Al cierre de la Fase 1 se llevaron a cabo 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.

La siguiente figura resume el mapa estratégico resultado de la Fase 1 donde se recomendó a la ANH negociar una extensión del contrato con Ecopetrol por seis meses y paralelamente seguir evaluando las opciones de monetización y comercialización a través de un tercero.

Figura 11: Mapa Estratégico



Fuente Análisis Arthur D. Little

Fase 2. De Condiciones y Requisitos para Implementar Esquema de Comercialización y Asesoría Integral: en Noviembre de 2014, Arthur D. Little completó el análisis de la Fase 1 y recomendó a la ANH continuar con la evaluación de las alternativas de Contratación de un Tercero Comercializador y Monetización mientras se negociaba la extensión del contrato con Ecopetrol.

Durante la primera parte de la Fase 2, el equipo consultor se concentró en la conducción de una Consulta de Mercado Informal con Terceros que tuvo como objetivo confirmar la viabilidad de la realización de un proceso de contratación abierto para contratar una empresa comercializadora de regalías y estimar el rango de la tarifa que podrían ofertar las empresas por prestar dicho servicio en los términos y condiciones requeridos por la ANH. Como resultado del Sondeo de Mercado se logró la participación de seis empresas comercializadoras internacionales, cinco de las cuales expresaron interés en comercializar 100% de las regalías y estimaron una tarifa de comercialización entre USD 0.50 y USD 1.00 por barril.

Con base en el estudio de mercado y la retroalimentación de los participantes, durante la Fase 2 se realizó el diseño y elaboración de los documentos correspondientes a los estudios previos y pliego de condiciones para la eventual selección de un tercero comercializador mediante un concurso de contratación abierto conforme al manual de contratación misional de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Finalmente, en el otrosí 1 al Contrato 138 de 2014, firmado con Arthur D. Little, se establecieron dos opciones para el cierre de la Fase 2 del estudio: 1) preparación de los actos administrativos de monetización en el caso en que ANH decidiera implementar dicho esquema o prorrogar el contrato con Ecopetrol o 2) asesoría en la selección y contratación del comercializador en el caso en que la ANH decidiera seguir adelante con un concurso para la selección del tercero comercializador. Al cierre del 2014 e inicios del 2015 se presentó un cambio sustancial en los precios internacionales del crudo resultado de la sobreoferta de petróleo en el mercado. Además de la caída de los precios, se

incrementó la volatilidad de los mercados y la dificultad para comercializar volúmenes adicionales¹. En este escenario, Arthur D. Little le recomendó a la ANH descartar el lanzamiento del concurso para contratar el comercializador en el 2015 y la ANH decidió enfocar sus esfuerzos en continuar con un proceso de negociación de un nuevo contrato con Ecopetrol preparándose paralelamente para un escenario de monetización.

El presente informe consolida los avances realizados por Arthur D. Little en la preparación de un eventual escenario de monetización e incluye los siguientes aspectos:

- Análisis de un escenario de Monetización y el impacto en las economías de la ANH con respecto a las condiciones pactadas con Ecopetrol en el Otrosí 2 al contrato de compra venta de crudo suscrito en diciembre de 2014
- Actos administrativos para la monetización incluyendo la determinación del precio base de liquidación de regalías, el diseño de mecanismos de liquidación, recaudo y ajuste de regalías y derechos económicos necesarios para la puesta en marcha de esta alternativa.

¹ Para mayor información se puede consultar comunicación de Arthur D. Little del 26 de febrero del 2015 en referencia a la conveniencia de las alternativas de comercialización para los crudos de regalías y derechos económicos de la ANH, teniendo en cuenta los cambios recientes en el comportamiento de los mercados internacionales de crudo.

2 Análisis de la Opción de Monetización 2015

2.1 Ventajas y desventajas conceptuales de la opción de monetización

Al final de la Fase 1 del Estudio se identificaron las ventajas y desventajas conceptuales de la opción de monetización, las cuales se mantienen vigentes en el 2015 y se describen brevemente en el presente capítulo.

En general se observa que el recaudo de regalías en dinero es la metodología más comúnmente utilizada en la industria internacional de petróleo y gas, en países con modelos contractuales de concesión similares a Colombia. Bajo este esquema, el Productor comercializa el crudo regalías como parte de su propia producción y la Agencia Reguladora se encarga del recaudo y administración de los recursos.

Esta alternativa presenta las siguientes características:

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

A continuación se resumen las ventajas y desventajas conceptuales identificadas para esta alternativa.

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 una tarifa de comercialización, aunque esta podría estar implícita en los costos de algunos productores
- Desventajas
 - Potencial desviación entre el valor de mercado y el valor de liquidación del crudo de regalías dependiendo la regulación que se expida
 - Se incrementa el riesgo de liquidez para la ANH si hay jugadores que se retrasen en el pago de sus regalías
 - 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

Arthur D Little

- 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 los transportadores 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

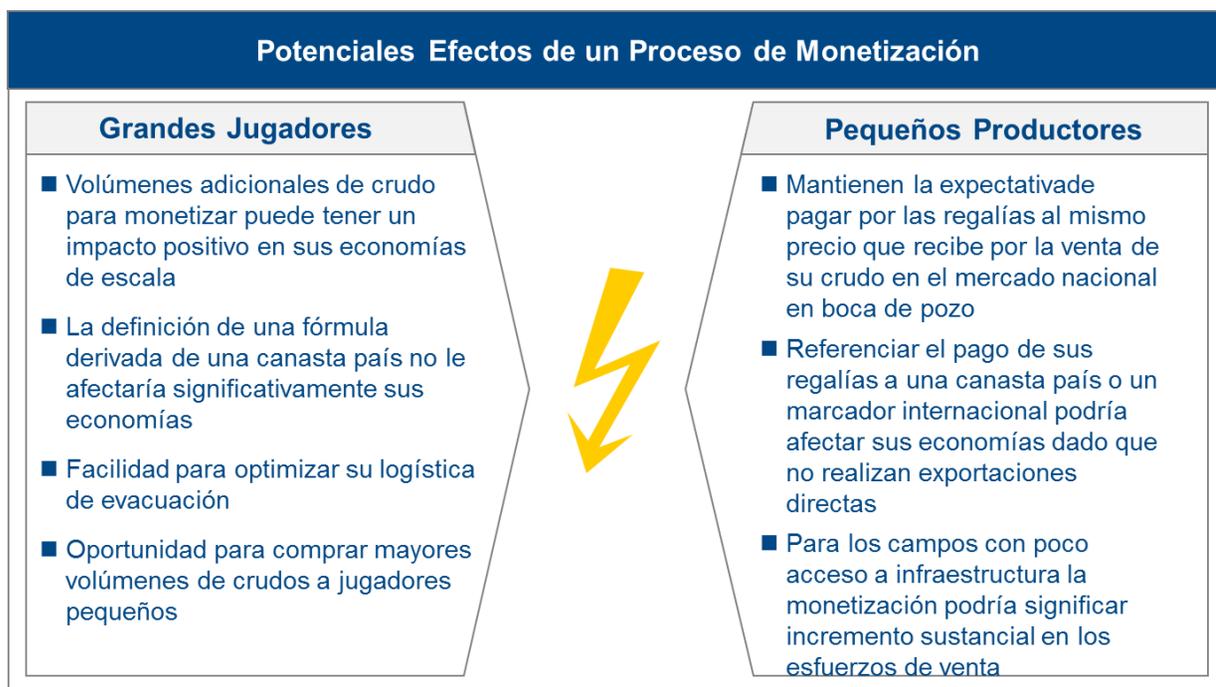
- Ventajas
 - Los contratos de E&P contienen claramente la opción de recaudar las regalías en dinero a solicitud de la ANH
 - La ANH no asume ningún riesgo de pérdida del crudo después del punto de fiscalización
- Desventajas
 - Algunos jugadores podrían objetar deterioro de condiciones económicas en 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 permanente 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 en particular cuando el crudo no se comercialice con un tercero
 - Seguimiento a la liquidación de múltiples actores con particularidades de acceso a infraestructura y comercialización de crudo diversas

Es importante mencionar que la monetización de las regalías puede presentar distintos impactos sobre los productores de petróleo dependiendo el tamaño de sus operaciones, acceso a infraestructura y capacidades de comercialización como se ilustra en la siguiente figura:

Figura 2: Potenciales Efectos de un Proceso de Monetización



Fuente: Análisis Arthur D. Little

2.2 Análisis de las Economías de Monetización versus el Contrato con Ecopetrol

2.2.1 Principales cambios en el otrosí No 2 del 2014 suscrito con Ecopetrol

En diciembre del 2014, la ANH suscribió el otrosí No 2 al contrato de compra venta de crudo de regalías con Ecopetrol introduciendo los siguientes cambios principales:

Aspecto	Otrosí 1 al Contrato de Compra Venta de Crudo con Ecopetrol	Otrosí 2 al Contrato de Compra Venta de Crudo con Ecopetrol
Plazo	Hasta el 31 de diciembre de 2014	Hasta el 30 de junio de 2015
Formula de Precios	Fórmula de precio diferenciada para el petróleo crudo destinado a exportación y el petróleo crudo destinado a refinación nacional	Una sola formula de precios paridad exportación para todo el petróleo crudo entregado al comprador
Precio de Referencia	<p><u>Para crudo exportado:</u> Precio de venta FOB promedio de los crudos destinados a la exportación en el país ponderado por volumen de exportación de cada referencia</p> <p><u>Para crudo refinado:</u> Precio promedio ponderado por volumen de los productos refinados, comercializados y facturados por el comprador en el mercado nacional</p>	<p><u>Para todo el petróleo crudo:</u> Precio de venta FOB promedio correspondiente a cada una de las mezclas o crudos exportados por el comprador</p>
Ajuste de Calidad	Ajuste de calidad en el precio por grado API y % de azufre	Ajuste de calidad en el precio por grado API, % de azufre y # de TAN para los campos de la asociación Nare

Aspecto	Otrosí 1 al Contrato de Compra Venta de Crudo con Ecopetrol	Otrosí 2 al Contrato de Compra Venta de Crudo con Ecopetrol
Cálculo de Precio por Campo	El precio de todos los crudos de regalías se calculan a partir del promedio de la canasta país de exportación o la canasta de productos nacionales dependiendo su destino	El precio de regalías de cada campo se estima con base en un precio marcador internacional de referencia asignado a cada campo en el Otrosí No 2 al contrato de compra venta
Deducciones por logística y transporte	<p><u>Para crudo exportado:</u> Costo de transporte hasta el puerto de exportación, costo de manejo, costo de dilución y costo de comercialización.</p> <p><u>Para crudo refinado:</u> Costo de transporte del crudo hasta la Refinería de Barrancabermeja y el costo de transporte al puerto de los productos refinados destinados a la exportación, costo operativo de refinación, costo de manejo, costo de dilución y costo de comercialización</p>	<p><u>Para crudo exportado:</u> Se deducen los costos realmente incurridos por concepto de transporte, manejo, dilución y comercialización</p> <p><u>Para crudo refinado:</u> Se deducen los costos realmente incurridos para llevar el crudo desde el punto de entrega al punto de entrada al oleoducto y la tarifa establecida por la autoridad competente para el oleoducto que sirve de medio de transporte al puerto de exportación y los costos de manejo, dilución y comercialización</p>
Tarifa de comercialización	Tarifa de comercialización de USD 1,109 por barril	Tarifa de comercialización de USD 0.839 por barril

Los cambios en la fórmula de valoración del crudo de regalías entraron en vigencia en enero del 2015

2.2.2 Supuestos utilizados para la estimación del impacto económico

Para hacer el análisis del impacto económico se utilizó la metodología de estimación de Precio Net Back promedio por barril de regalías para la ANH en tres escenarios:

- a. **Caso Ecopetrol 2014:** Fórmula de precios establecida en el Otrosí 1 al contrato de compra venta con Ecopetrol y vigente en el 2014.
- b. **Caso Ecopetrol 2015:** Fórmula de precios establecida en el Otrosí 2 al contrato de compra venta con Ecopetrol y vigente a partir de enero de 2015.
- c. **Caso Monetización:** Escenario de monetización con la fórmula de precio propuesta en el Capítulo 3 del presente informe

Para calcular las economías de cada Caso se retomó el Modelo para la estimación de precios Net Back consolidado durante la Fase 1 del proyecto que contaba con precios reales de venta y costos de logística para el primer semestre de 2014. A continuación se especifican los supuestos para el cálculo de cada componente del precio en cada Caso:

Supuestos para Medir el Impacto Económico de la Monetización			
Categoría	Caso Ecopetrol 2014	Caso Ecopetrol 2015	Caso Monetización
Precio de Venta del Crudo de Regalías			
Exportación	Precio canasta de exportación nacional. El 67.5% de los volúmenes son destinados a la exportación.	Precio canasta de exportación nacional ² .	Precio canasta de exportación nacional.
Refinación	Precio canasta de los productos refinados destinados al mercado nacional reportada por Ecopetrol. El 32.5% de los volúmenes son destinados a refinación	No aplica en la fórmula. Se valora todo el crudo paridad exportación	No aplica en la fórmula. Se valora todo el crudo paridad exportación
Ajustes de Calidad del crudo de cada Campo Productor			
API	Para los crudos exportados se ajusta el API contra la canasta país y se asume un coeficiente de USD 0.3 por barril para cada grado o fracción API conforme al Contrato	Para todo el crudo de regalías se ajusta el API contra el crudo de referencia establecido en el Otrosí y se asume un coeficiente de USD 0.3 por barril para cada grado o fracción API conforme al Contrato	Para todo el crudo de regalías se ajusta el API contra el crudo de referencia respectivo y se asume un coeficiente de USD 0.6 por barril para cada grado o fracción API conforme a las condiciones de mercado actuales
Azufre	Se ajusta el %S contra la canasta país y se asume un coeficiente de USD 1.7 por barril para cada unidad o fracción % de S conforme al Contrato	Se ajusta el %S contra el crudo de referencia establecido en el Otrosí y se asume un coeficiente de USD 1.7 por barril para cada unidad o fracción % de S conforme al Contrato	Se ajusta el %S contra la canasta país y se asume un coeficiente de USD 1.7 por barril para cada unidad o fracción % de S conforme al Contrato
TAN	No aplica	Aplica solamente para los Campos de la Asociación Nare conforme a la escala establecida en el Otrosí 2 del 2014	No aplica para el periodo de referencia analizado
Costo de Oleoducto	Costo real reportado por Ecopetrol para el transporte por oleoducto de cada crudo	Costo real reportado por Ecopetrol para los crudos exportados. Para los crudos refinados se asume el costo del oleoducto más cercano para llevar el crudo a puerto exportador conforme a las tarifas de MME	Para los crudos de propiedad de Ecopetrol se asume el mismo costo que en el Caso Ecopetrol 2015 Para los crudos de terceros se asume la ruta de menor costo disponible para llevar el crudo al puerto a las tarifas del MME

² Si bien el contrato establece que el precio de venta es canasta Ecopetrol. Dado que no se contó con la información específica de Ecopetrol se asume canasta país para el propósito del análisis.

Supuestos para Medir el Impacto Económico de la Monetización			
Categoría	Caso Ecopetrol 2014	Caso Ecopetrol 2015	Caso Monetización
Costo de Refinación	Costo real reportado por Ecopetrol para el crudo destinado a refinación	No aplica en la fórmula. Se valora todo el crudo paridad exportación	No aplica en la fórmula. Se valora todo el crudo paridad exportación
Costo de Dilución	Costo real reportado por Ecopetrol para la dilución de los crudos de regalías de USD 5.52 por barril	Costo real reportado por Ecopetrol para la dilución de los crudos de regalías de USD 5.52 por barril	<p>Para los crudos de Ecopetrol se asume el costo real promedio reportado USD 5.52 por barril</p> <p>Para los crudos de terceros se calcula el volumen necesario para llevar el crudo a la calidad exigida por el sistema de transporte más cercano y se estiman los precios del diluyente con base en la información del mercado de Enx para el periodo de análisis. El modelo asume USD 3.52 por barril</p> <p>Para el crudo de la empresa Pacific Rubiales se asume USD 2.36 por barril conforme a su información pública</p>
Costo de Carrotanque	Costo real reportado por Ecopetrol para el transporte por carro tanque de los crudos de regalías	Costo real reportado por Ecopetrol para el transporte por carro tanque de los crudos de regalías	<p>Para los crudos de Ecopetrol se asume el costo real reportado</p> <p>Para los crudos de terceros se asume la tarifa de mercado vigente con base en la información consolidada por ENEX en su plataforma de compra venta de crudo</p>
Costo de Descargadero	Costo real de descargadero reportado por Ecopetrol para los crudos de regalías	Costo real de descargadero reportado por Ecopetrol para los crudos de regalías	<p>Para los crudos de Ecopetrol se asume el costo real reportado en el periodo</p> <p>Para los crudos de terceros se asume la tarifa de mercado que pagan los privados para acceder a los descargaderos conforme a la información de ENEX en su plataforma de compra venta de crudo</p>

Supuestos para Medir el Impacto Económico de la Monetización			
Categoría	Caso Ecopetrol 2014	Caso Ecopetrol 2015	Caso Monetización
Costo de Puerto	Costo real de puerto de exportación reportado por Ecopetrol para los crudos de regalías	Costo real de puerto de exportación reportado por Ecopetrol para los crudos exportados. Tarifa portuaria definida por el MME para los crudos destinados de refinación.	Para los crudos de Ecopetrol se mantiene el costo reportado y para los Terceros se asume la tarifa portuaria máxima definida por el MME
Derecho de Preferencia	No impacto en las economías	No impacto en las economías	Se asume un costo para los terceros de USD 2.67 por perdida del derecho de preferencia en los ductos. Esta tarifa refleja el fee que pagaban las empresas sin capacidad para acceder a oleoductos y descargaderos en el periodo analizado. Se estima que ECP no tendría este sobrecosto ³ .
Costo de Perdidas por Transporte	Se asume US\$ 0.26 por barril de regalías conforme al Otrosí 1	Se asume US\$ 0.26 por barril de regalías conforme al Otrosí 2	Se asume US\$ 0.26 por barril de regalías conforme a la Resolución de Monetización propuesta
Costo Admón. Carrotanques	Se asume US\$ 0.014 por barril de regalías conforme al Otrosí 1	Se asume US\$ 0.014 por barril de regalías conforme al Otrosí 2	No se estima un fee por administración de carrotanques Resolución de Monetización propuesta
Fee de Comercialización	Se asume US\$ 1.109 por barril de regalías conforme al Otrosí 1	Se asume US\$ 0.839 por barril de regalías conforme al Otrosí 2	No se estima costo de comercialización

2.2.3 Análisis del impacto para el periodo Enero – Junio de 2014

El análisis de las economías se realizó en dos etapas. En primer lugar se estimó el impacto del nuevo Otrosí con Ecopetrol vigente en el 2015 versus al contrato vigente en durante el 2014, y en segundo lugar se comparó las economías del caso monetización contra el contrato Ecopetrol 2015. Como se mencionó anteriormente, para hacer comparables los análisis se ha tomado la data real de Enero a Junio del 2014 simulando las diferentes fórmulas de cálculo del precio promedio de regalías.

La siguiente tabla resume el efecto del Caso Ecopetrol 2015 versus Ecopetrol 2014.

³ El sobrecosto por perdida del Derecho de Preferencia es una tarifa que varía conforme a la disponibilidad de capacidad en la infraestructura de transporte. Es importante tener en cuenta que en el periodo analizado se presentaron numerosos atentados a la infraestructura reduciendo la capacidad disponible. En marzo del 2015 el costo del derecho de preferencia se estima alrededor de USD 1 por barril debido a la mayor oferta de capacidad en el mercado.

Categoría	Caso Ecopetrol 2014 (USD/Bbl)	Caso Ecopetrol 2015 (USD/Bbl)	Impacto Promedio
Precio de Venta			
Precio Refinación	106.76	-	n.a.
% Crudo Refinado	32.5%	-	n.a
Canasta de Exportación	98.16	98.16 ⁴	-
(-) Ajuste API y %S	-0.96	+0.33	+1.29
(-) Ajuste TAN	-	-0.04	- 0.04
Precio Neto Exportación	97.19	98.45	- 0.04
% Crudo Exportado	67.5%	100%	n.a
Precio Ponderado Venta	100.27	98.45	-1.82
(-) Costo ponderado de Refinación	-3.12	-	+3.12
Precio Venta	97.15	98.45	+1.30
Descuentos			
Oleoducto	7.47	7.69	-0.22
Dilución	5.52	5.52	-
Carro Tanque	0.23	0.53	-0.30
Descargadero	0.02	0.18	-0.16
Puerto	0.57	0.77	-0.20
Derecho de Preferencia	-	-	-
Pérdidas	0.26	0.26	-
Fee ⁵	1.11	0.85	+0.26
Error	-0.18	0.10	-0.28
Total Descuentos	15.00	15.90	-0.90
Precio Net Back	82.15	82.55	+0.40
Impacto al Año			+19 MMUS

En general se observa que para el primer semestre del 2014 el impacto del nuevo contrato en el precio Net Back promedio de regalías es positivo y equivale a USD 0.40 por barril. Aunque en el caso Ecopetrol 2014 se presentaba un mayor precio ponderado de venta debido al efecto de la canasta de productos refinados, al deducir el costo promedio de refinación el precio de venta ajustado es menor que en el Caso Ecopetrol 2015. En los resultados de la Fase 1 del presente Estudio se identificó la necesidad de incluir ajustes de calidad en la valoración de los crudos refinación y el efecto de dicho ajuste, incorporado en el 2015, equivale a USD 1.29 por barril a favor de la ANH.

Con respecto a los descuentos, en el caso 2015 se presentan algunos incrementos en los costos de transporte por oleoducto, carrotanque, tarifa de descargadero y tarifas portuarias. Estos incrementos responden a los volúmenes de refinación que en el nuevo contrato se valoran a paridad exportación y por lo tanto reportan costos de logística equivalentes al transporte al puerto de exportación, los cuales son mayores a los costos de transporte a la refinería.

⁴ No se dispone de la información del precio de la canasta exportación Ecopetrol como lo establece el contrato, por lo tanto se asume el precio canasta país en el Caso Ecopetrol 2015

⁵ Incluye la tarifa por administración de carro tanques de USD 0.014 por barril

Es importante tener en cuenta que la ANH negoció en el 2015 una tarifa de comercialización por barril menor con respecto al Caso 2014 la cual se redujo en USD 0.26 ayudando a mitigar el impacto en el incremento de las deducciones en el nuevo contrato.

Los costos de dilución, derecho de preferencia y pérdidas no presentan ningún impacto debido a que son iguales para el caso Ecopetrol 2014 y 2015

La siguiente tabla resume la comparación del Caso Ecopetrol 2015 versus el Caso Monetización.

Categoría	Caso Ecopetrol 2015 (USD/Bbl)	Caso Monetización (USD/Bbl)	Impacto Promedio
Precio de Venta			
Canasta de Exportación	98.16 ⁶	98.16	-
(-) Ajuste API y %S	+0.33	+0.66	+0.33
(-) Ajuste TAN	-0.04	-	+0.04
% Crudo Exportado	100%	100%	
Precio Ponderado Venta	98.45	98.82	+0.37
Descuentos			
Oleoducto	7.69	6.93	-0.76
Dilución	5.52	3.78	-1.74
Carro Tanque	0.53	0.73	0.20
Descargadero	0.18	0.23	0.05
Puerto	0.77	0.77	-
Derecho de Preferencia	-	1.74	1.74
Pérdidas	0.26	0.26	-
Fee ⁷	0.85	-	-0.85
Error	0.10	-	-0.10
Total Descuentos	15.90	14.44	-1.46
Precio Net Back	82.55	84.38	+1.83
Impacto al Año			87 MMUS

La simulación de las economías para la liquidación del precio de regalías promedio, bajo un escenario de monetización, estima un efecto positivo en precio equivalente a USD 1.83 por barril. En general, el efecto positivo se compone de un mejor precio de venta promedio producto de mejores ajustes por calidad y ahorros en deducciones por concepto dilución, transporte por oleoducto y comercialización.

El precio de venta, aunque parte de la misma canasta país que el caso Ecopetrol 2015, presenta una diferencia positiva para la ANH de USD 0.37 por barril producto de los ajustes por calidad API conforme a las tarifas de mercado (USD 0.6 por barril por grado API o fracción) versus la tarifa de USD 0.3 por barril establecida en el contrato con Ecopetrol vigente.

⁶ No se dispone de la información del precio de la canasta exportación Ecopetrol como lo establece el contrato, por lo tanto se asume el precio canasta país en el Caso Ecopetrol 2015

⁷ Incluye la tarifa por administración de carro tanques de USD 0.014 por barril

Con respecto a los descuentos los principales impactos identificados son:

- **Dilución:** Se estima un impacto positivo de USD 1.74 por barril correspondiente a las mejoras en dilución por eficiencia en costos de Pacific Rubiales y los demás productores de crudos pesados. El análisis estima que los Productores diferentes a Ecopetrol utilizan 31% menos de diluyente y ello genera un costo unitario 6% menor
- **Logística de Transporte:** Los ahorros por oleoducto de la opción de monetización se mitigan contra costos adicionales en descargaderos, puerto y carrotanque en los que incurren los terceros productores diferentes a Ecopetrol.
- **Derecho de Preferencia:** bajo el escenario de monetización se estima un costo adicional por pérdida del derecho de preferencia equivalente a USD 1.74 por barril. Este costo refleja la tarifa adicional de \$2.67 por barril que pagan los productores que no tienen capacidad contratada de transporte. En el caso de Ecopetrol (34.7% vol) se asume que no paga dicho costo.
- **Comercialización:** Bajo el esquema de monetización la ANH no pagaría tarifa de comercialización generando un impacto positivo de USD 0.85 por barril. Como resultado del benchmarking internacional se estableció que en ninguno de los países estudiados se reconocen costos de comercialización de crudo como parte de la fórmula del precio Net Back para la liquidación de regalías. No obstante, entendiendo que en el contexto colombiano algunos productores deben pagar por este servicio, se decidió incluir en el proyecto de resolución de monetización la deducción de los costos de comercialización cuando los productores demuestren el pago de una tarifa a un tercero para la venta de su propio crudo. Si bien algunos productores podrían argumentar un gasto adicional asociado a la comercialización y administración del crudo adicional de regalías, se considera que el reconocimiento de gastos no debe hacer parte del Precio Net Back conforme a las prácticas de la industria.

Por otra parte, si bien la Ley 1530 establece en el artículo 15 el costo de comercialización como un factor para la definición de los precios base de liquidación de regalías, allí mismo se establece que estos criterios se tendrán en cuenta "...según corresponda con el objeto de establecer la definición técnicamente apropiada para llegar a los precios en boca de pozo".

Dado que la mayoría de los volúmenes de regalías (más del 90%) son comercializados directamente por los productores (Ecopetrol, Pacific Rubiales, Equion, Hocol y Perenco entre otros.) se asumió un costo cero para el propósito del análisis.

Finalmente se ha realizado una sensibilidad al Caso de Monetización para evaluar el impacto de la reversión del Campo Rubiales a Ecopetrol en el precio de liquidación de regalías. Con base en el análisis de los componentes de la fórmula de precio, se estima que el principal impacto es en el costo de dilución. Dado que el crudo de regalías de la empresa Pacific proveniente del campo Rubiales representa el 30% de su volumen, se estima que al incrementar el costo de dilución de USD 2.36 por barril a USD 5.52 por barril, el impacto en el precio Net Back Promedio para la ANH es de USD - 0.95 por barril promedio, lo cual genera un Precio Net Back para la ANH de USD 83.43.

En conclusión se observa que en el periodo analizado (enero-junio 2014) el escenario de Monetización genera un impacto positivo en las economías de la ANH versus el contrato actual con

Arthur D Little

Ecopetrol producto principalmente de las mejoras en el precio de venta y la reducción en el costo de dilución y comercialización.

3 Actos Administrativos de la Monetización

3.1 Supuestos para la Consolidación de los Actos Administrativos

El borrador de los Actos Administrativos para Monetización presentados en el presente documento se ha diseñado compilando el análisis de diversas fuentes de información y marcos de referencia entre los que se encuentran: la regulación vigente para los campos monetizados, las resoluciones emitidas por la ANH para Gas Natural, el otrosí firmado con Ecopetrol para la comercialización del crudo de regalías en diciembre de 2014, el marco regulatorio vigente y los temas discutidos con la ANH durante la Fase 1 y 2 del presente estudio.

De esta forma, a continuación se enumeran los supuestos adoptados por el equipo de Arthur D. Little con el ánimo facilitar la revisión de las resoluciones:

a. Metodología de Precio:

Como se estableció en la Fase 1 del presente estudio, existen múltiples metodologías utilizadas en la industria internacional para la estimación de los precios de las regalías. Estas incluyen desde fórmulas de precios definidas con base en precios de referencia internacional y costos de logística estandar (Ej. Alberta – Canadá para monetizados, Argelia) hasta la estimación del precios con base en ventas y costos reales del productor (Ej. Argentina, Perú).

Cada uno de los esquemas trae ventajas y desventajas que los reguladores evalúan para definir el esquema que más se ajuste a su industria local:

- Precio de Venta Real:
 - El precio de venta se determina a partir de los soportes emitidos por el productor/comercializador donde se evidencia el precio de venta promedio del crudo del mes de liquidación
 - Permite alinear los intereses de la Nación y el productor en un escenario de monetización al garantizar que el productor paga por las regalías el mismo precio que recibe por la venta de su crudo propio
 - Bajo este esquema es necesario tener un sistema de control para asegurarse que el precio de venta del productor está alineado con las tendencias del mercado. Usualmente se utilizan precios benchmark o marcadores FOB ajustados por Calidad
- Precio Canasta o Referencia Internacional:
 - Genera riesgos para el productor al tener que pagar las regalías al precio de venta promedio de los exportadores del país independientemente del volumen propio comercializado
 - Si hay disparidades fuertes en la calidad del crudo se requiere segmentar la canasta por calidad para evitar desviaciones significativas en el precio de liquidación
 - Ahorra costos de auditoría y seguimiento al ser el precio definido por el regulador con base en marcadores de mercado públicos e independientes.
- Deducción de Costos de Logística Predefinidos
 - Garantiza que las rutas de evacuación del crudo de regalías se calculan sobre la base de una ruta eficiente dependiendo la región
 - Facilita la administración del contrato debido a que las revisiones de costos para actualizar las tarifas se podrían hacer semestralmente

- En países con distorsiones frecuentes en la disponibilidad de capacidad de transporte (e.i., voladuras), se pueden generar riesgos adicionales para el productor quien asume los sobrecostos en el transporte y podría afectar fuertemente sus economías
 - Bajo este esquema no se tienen en cuenta diferencias en la logística entre los campos de una misma región geográfica por lo tanto el impacto económico para cada productor podría variar.
 - Bajo este esquema se requiere implementar un sistema de información eficiente para hacer seguimiento a los costos del mercado y ajustarlos periódicamente
- **Deducción de Costos de Logística Reales**
- Las deducciones de los precios de venta se ajustan a las condiciones del mercado vigentes
 - Alineación de los intereses económicos de las partes podría beneficiar la eficiencia en costos. El productor reporta los mismos costos que registra para su propio crudo
 - Bajo riesgo para el productor dado que recibe reembolso por todos los costos incurridos
 - Requiere un mayor control y auditorías de costos para verificar las deducciones mensuales de costos
 - No se establecen incentivos para la eficiencia de comercializador en los costos de logística

Teniendo en cuenta la complejidad de la logística de evacuación de crudos en Colombia se considera que en una primera fase la ANH debería adoptar un esquema de monetización de regalías con base en precios y costos reales de venta por productor. Una vez la ANH haya implementado la monetización y cuente con estadísticas y bases de datos confiables de los costos de mercado por región productora, se podría evaluar la opción de migrar hacia un esquema de deducción de costos predefinidos para simplificar procesos de auditoría y control.

El modelo de monetización propuesto en la resolución asume una fórmula de precios que refleja precios reales de venta del Productor con passthrough de costos de dilución, transporte, manejo y comercialización de los hidrocarburos.

b. Precio de Regalías:

La resolución propone la definición de un precio para la liquidación de regalías por productor y por campo. Teniendo en cuenta que pueden existir diversas empresas asociadas en un mismo campo productor de crudo, y que cada una puede comercializar su crudo de manera independiente obteniendo diferentes precios de venta, se considera que la liquidación de la regalías debe ser por productor por campo.

Se considera que el principio rector de la monetización debe ser la alineación de los intereses de la ANH y el Productor para que el precio de liquidación de las regalías sea el mismo precio real de venta del crudo, si se asume un precio promedio por campo significaría que el productor con menor precio de venta deberá pagar una prima adicional por el crudo de regalías mientras que el mejor vendedor se queda con el diferencial entre su precio de venta y el promedio.

c. Procedimientos para la liquidación de regalías:

Los procedimientos de liquidación y pago incluidos en la presente resolución están alineados con los dispuestos en las resoluciones 164 y 165 de Marzo del 2015 dado que se considera que ello puede

para facilitar tanto para el equipo de la ANH como para algunos productores, la transición al nuevo esquema de recaudo en dinero.

d. Precio base de liquidación para las regalías de petróleo cuando no sea comercializado:

Se propone que cuando el Productor no comercialice el crudo por ser destinado al consumo en las refinerías de su propiedad u otros procesos productivos y por lo tanto no se celebre un contrato para la compraventa de petróleo, la ANH defina una metodología de valoración con base en los precios de campos de referencia ajustados por calidad y logística en los casos que aplique.

Para el caso particular de la refinería de Barrancabermeja existen 63 campos que se consideran cautivos para refinación nacional, 35 conectados a la refinería y 28 sin línea aferente:

Figura 32: Crudos Cautivos Refinería de Barrancabermeja

CONECTADOS A GRB (VMM)		CAUTIVOS GRB SIN LINEA AFERENTE (LLANOS)	
Abarco	Liebre	Guando (VMM)	Jiba Unificado
Acacia Este	Lisama	Río Ceibas (VMM)	Las Acacias
Aguas Blancas	Lisama Profundo	San Francisco (VMM)	Matanegra Oeste
Área Teca-Cocorná	Llanito	Yaguará (VMM)	Medina
Bonanza	Moriche	Araguato	Morrocoy
Casabe	Nare	Arauca	Pauto Sur Piedemonte
Casabe Sur	Nútria	Canaguey	Pauto Sur Recetor
Corazón	Opón	Caño Limón	Redondo
Corazón West	Payoa	Caño Rondón	Redondo Este
Cristalina	Payoa West	Yarumal	Rex
Gala	Peñas Blancas	Caricare	
Galán	Peroles	Chipirón	
Girasol	Provincia	Cosecha	
Guariquíes	San Luis	Cupiagua	
Infantas	San Silvestre	Cupiagua Sur	
Jazmín	Tesoro	Cupiagua Liria	
La Cira	Underriver	Cusiana	
La Salina		Cusiana Norte	

Fuente: ANH. Análisis Enex - ADL

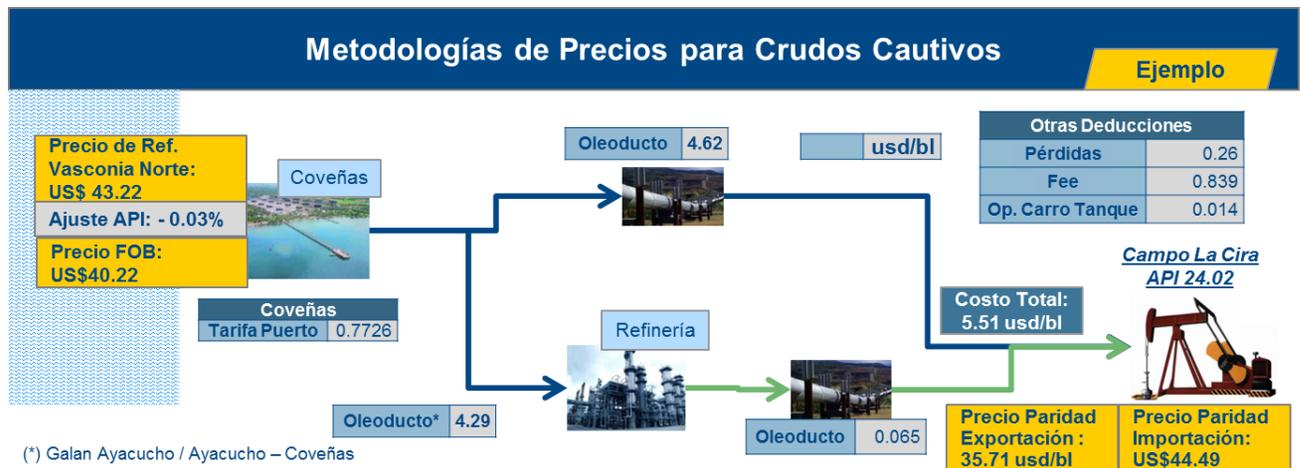
Los 63 campos cautivos de la Refinería de Barrancabermeja aportan⁸ aproximadamente 35,192 bpd de regalías, 27 de los 63 campos son operados por Ecopetrol lo cual representa un volumen 16,293 bpd y el resto (36 campos) son operados principalmente por Occidental (6,000 bpd), Equión (6,726 bpd) y Mansarovar (3,162 bpd). Se considera que para los campos donde existe otro productor (Ej. Caño Limón) la ANH podría liquidar el precio de regalías tomando como referencia el precio de venta

⁸ Volumen determinado con base en el promedio de regalías enero - junio 2014. Fuente ANH

del productor a Ecopetrol. Este esquema se podría implementar siempre y cuando la ANH tenga información veraz sobre los precios y las condiciones de venta de dichos productores al refinador.

Cuando no se puedan determinar campos de referencia adecuados para valorar los crudos, la ANH podría acordar con el Productor una metodología específica de estimación del precio de mercado que refleje las condiciones particulares del campo. Es importante tener en cuenta que utilizar una metodología de valoración paridad exportación para todos crudos cautivos no necesariamente representa el mayor beneficio para la ANH. Como se observa en el siguiente ejemplo, el crudo del campo La Cira está directamente conectado a la Refinería de Barrancabermeja y al estimar el precio paridad exportación se asume un descuento de USD 4.62⁹ por barril respecto del precio marcador cuando el costo real de llevar el crudo a la refinería es de USD 0.065¹⁰. De esta forma, se considera que para los crudos cautivos se podría acordar una fórmula de precio donde partiendo del precio FOB, los ahorros en costos de logística se compartieran 50 / 50 entre comprador y vendedor.

Figura 43: Ejemplo de cálculo precio paridad exportación



Fuente: ANH. Análisis ADL

e. Impacto de la Monetización en la contabilidad de las Reservas

Dado que la monetización se considera una forma de recaudo, cuando la nación decide que le paguen en dinero y no en especie, el productor vende tales volúmenes de crudo, pero las regalías en reservas son de la Nación. Es importante recordar que mientras se llaman reservas es porque se trata de un crudo no producido y mientras no sean producidas y pagadas en dinero a la ANH, son reservas de crudo en cabeza de la nación que deben hacer parte de su contabilidad.

Se considera que la expresión del Decreto 727 de 2007 en su Artículo 3, permite al productor que, una vez fiscalizado el crudo y determinado el porcentaje de participación de cada productor y el volumen de crudo de regalías, pueda el productor realizar los actos de disposición del crudo, bien sea

⁹ Valor reportado para el mes de Enero de 2015 con base en la tarifa definida por el MME para el oleoducto respectivo. Fuente: ANH

¹⁰ Valor reportado por Ecopetrol en el periodo enero – junio 2014

bajo la modalidad de mandato o como propietario del mismo. La contabilización sigue siendo para la Nación porque la monetización es una “forma de pago”.

En el anexo 1 al presente documento se incluye el concepto legal de la firma Philippi, Prietocarrizosa y Uría con respecto a la contabilización de Reservas y monetización de regalías.

Aunque se considera que desde el punto de vista legal estas reservas siguen siendo propiedad de la Nación y que lo que se hace es un recaudo en dinero, se recomienda realizar una consulta al Min de Hacienda al respecto.

f. Impacto tributario de la Monetización

El cambio en la forma de pago de las regalías por parte de los operadores, al pasar de realizar el pago en 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 el tema de caja que deberá tener disponible el operador o concesionario para realizar el pago en dinero de las regalías. Dentro de la revisión del tema realizada, se encontró el Proyecto de Ley 07 de 2014 según el cual se solicita una interpretación con autoridad del artículo 116 del Estatuto Tributario (ET) para limitar el alcance de la deducción prevista.

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 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.

3.2 Temas adicionales no incluidos en los Actos Administrativos para Análisis de la ANH

Los actos administrativos adjuntos se centran en la metodología para la determinación del precio base y los mecanismos de liquidación, recaudo y ajuste de regalías conforme al alcance del estudio de Arthur D. Little. No obstante existen algunos temas adicionales que la ANH deberá evaluar y decidir para complementar la regulación respectiva de monetización entre los que se encuentran:

- Marco Sancionatorio en Caso de Incumplimiento: La ANH deberá evaluar la potestad y conveniencia para expedir un nuevo marco regulatorio que le permita fortalecer su capacidad sancionatoria¹¹ en caso de retrasos o incumplimiento en los pagos de regalías. Estas capacidades son de especial importancia para los Contratos de Asociación que aportan el mayor porcentaje de regalías en el país y donde la ANH no cuenta con mecanismos de sanción claros y suficientes.

¹¹ Para mayor detalle del análisis legal de la capacidad sancionatoria de la ANH desarrollado durante la ejecución del presente estudio por favor referirse al Anexo 2 del informe de la Fase 1 donde se incluyó el respectivo concepto jurídico.

- Procedimientos Específicos de Pago: dependiendo de la regulación vigente al momento de expedir la resolución de monetización, la ANH deberá definir los procedimientos específicos de pago donde se le informe a los productores los bancos autorizados, números de cuenta, soportes y formatos específicos de pago, entre otros.
- Mecanismos de validación de precios: dado que los productores estarán permanentemente reportando información de precios de venta y costos de logística, la ANH deberá definir los mecanismos más adecuados para capturar, revisar y comparar contra información de mercado actualizada. Este tipo de mecanismo puede ser a través de sistemas de información, outsourcing, etc.

3.3 Actos Administrativos para la Monetización de Regalías

RESOLUCIÓN No. (Adicionar Número) de (Adicionar fecha).

“Por la cual se establece el recaudo en **dinero** de las regalías y compensaciones causadas por la explotación de petróleo”

EL PRESIDENTE DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS –ANH-

En uso de sus facultades legales, especialmente la establecida en el Inciso Segundo del Artículo 16 de la Ley 1530 de 2012, y

CONSIDERANDO:

Que de acuerdo con el artículo 360 de la Constitución Política de Colombia, *“la explotación de un recurso natural no renovable causara, a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte”*.

Que de conformidad con el Artículo 14 de la ley 1530 de 2012 por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías, *“Las regalías se causan al momento en que se extrae el recurso natural no renovable, es decir en boca de pozo, en boca de mina, y en borde de mina”*.

Que el artículo 15, ibídem, establece que, *“La Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería señalarán, mediante actos administrativos de carácter general, los términos y 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”* y que para efecto de la determinación de los precios base de liquidación de las regalías y compensaciones producto de la explotación de petróleo, *“(…)tendrán en cuenta la relación entre producto exportado y de consumo nacional, deduciendo los costos de transporte, manejo, trasiego, refinación y comercialización, según corresponda con el objeto de establecer la definición técnicamente apropiada para llegar a los precios en borde o boca de pozo o mina”*

Que conforme a lo previsto en el Artículo 16, ibídem, *“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”*.

Que el inciso segundo de la misma disposición señala que *“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. (...)”*

Que de conformidad con lo previsto por el Decreto-Ley 4137 del 3 de Noviembre de 2011, por el cual se cambia la naturaleza jurídica de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en su artículo 4, numeral 11, corresponde a la Agencia “*Recaudar, liquidar y transferir las regalías y compensaciones monetarias a favor de la nación por la explotación de Hidrocarburos*”.

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

ARTÍCULO 1. DEFINICIONES. Para efectos de la adecuada interpretación de las expresiones empleadas en la presente resolución, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Precio de Venta: Es el precio al cual el Productor vende su petróleo a terceros nacionales o internacionales en el punto de entrega acordado.

Productor de Petróleo: Es quien produzca o extraiga petróleo conforme a la legislación vigente.

Puntos de Medición Oficial de la Producción Gravable de Petróleo: Puntos aprobados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en ejercicio de su función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de petróleo, en los cuales se mide la cantidad y calidad del petróleo a condiciones standard para efectos de la determinación de las regalías generadas por dicha producción.

ARTÍCULO 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN. La presente resolución aplica a todos los Productores de Petróleo.

ARTICULO 3. RECAUDO EN DINERO DE LAS REGALÍAS POR LA EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO. A partir de (*Adicionar fecha*), la Agencia Nacional de Hidrocarburos recaudará las regalías generadas por la explotación de petróleo en dinero.

En consecuencia, los Productores de Petróleo podrán disponer del porcentaje de la producción de petróleo correspondiente a las regalías, según la proporción de sus participaciones en los contratos mediante los cuales se realiza la exploración y explotación de hidrocarburos, según corresponda.

ARTÍCULO 4. PROCEDIMIENTOS Y PLAZOS PARA LA LIQUIDACIÓN DE REGALÍAS Y COMPENSACIONES. La Agencia Nacional de Hidrocarburos mediante acto administrativo determinará los procedimientos y plazos de liquidación de regalías y compensaciones y demás aspectos de su competencia para la implementación de la presente Resolución.

ARTÍCULO 5. VIGENCIA. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a

RESOLUCIÓN No. (Adicionar Número) de (Adicionar fecha).

“Por la cual se establece la metodología, términos y condiciones para la determinación del precio base de liquidación de regalías de petróleo recaudadas en dinero, así como el procedimiento y plazos para su liquidación, recaudo y transferencia, y se dictan otras disposiciones”

EL PRESIDENTE DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS -ANH-,

CONSIDERANDO:

Que de acuerdo con el artículo 360 de la Constitución Política de Colombia, *“la explotación de un recurso natural no renovable causará, a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte”*.

Que de conformidad con lo previsto por el Decreto-Ley 4137 del 3 de Noviembre de 2011, por el cual se cambia la naturaleza jurídica de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en su artículo 4, numeral 11, corresponde a la Agencia Nacional de Hidrocarburos *“Recaudar, liquidar y transferir las regalías y compensaciones monetarias a favor de la nación por la explotación de Hidrocarburos”*.

Que de conformidad con el Artículo 14 de la Ley 1530 de 2012 por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías, *“Las regalías se causan al momento en que se extrae el recurso natural no renovable, es decir en boca de pozo, en boca de mina, y en borde de mina”*.

Que el artículo 15, ibídem, establece que, *“La Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería señalarán, mediante actos administrativos de carácter general, los términos y 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”* y que para efecto de la determinación de los precios base de liquidación de las regalías y compensaciones producto de la explotación de petróleo, *“(....) tendrán en cuenta la relación entre producto exportado y de consumo nacional, deduciendo los costos de transporte, manejo, trasiego, refinación y comercialización, según corresponda con el objeto de establecer la definición técnicamente apropiada para llegar a los precios en borde o boca de pozo o mina”*

Que conforme a lo previsto en el Artículo 16, ibídem, *“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”.

Que con el fin de determinar el monto de los avances o anticipos mensuales que garanticen el flujo oportuno de recursos al Sistema General de Regalías, el Artículo 37 de la Ley 1744 de 2014, establece el Precio Base de Anticipo y faculta a la Agencia Nacional de Hidrocarburos para fijar los términos y condiciones para la determinación de dicho precio.

Que de acuerdo con el artículo *(adicionar articulo)* de la Resolución No. *(adicionar No. de Resolución)* expedida por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, a partir del *(adicionar fecha)*, la Agencia Nacional de Hidrocarburos recaudará el pago de las regalías generadas por la explotación de petróleo en dinero.

Que el proyecto de resolución se publicó el día *(adicionar fecha)* en la página web de la ANH y se recibieron comentarios de *(relacionar nombre de empresas)* los cuales fueron debidamente analizados para la expedición de la presente resolución.

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

CAPITULO I. DEFINICIONES

ARTÍCULO PRIMERO. Para efectos de la adecuada interpretación de las expresiones empleadas en la presente resolución, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Autoridad Competente: Cualquier autoridad nacional, tribunal o agencia gubernamental a la cual legalmente se le ha asignado un conjunto de atribuciones para actuar en razón del territorio, la materia, el grado, la cuantía y/o el tiempo.

Campo Productor: Es el área en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos descubiertos en los cuales se produce petróleo crudo.

Comprador Primario: Persona jurídica nacional o internacional con la cual un Productor celebra un contrato para la venta de petróleo, en los términos establecidos en la regulación vigente.

Precio Base de Anticipo: Es el monto en dinero que calculado mensualmente por la ANH que sirve de referencia para efectos de determinar los avances o anticipos que garanticen el flujo de recursos al Sistema General de Regalías, hasta tanto se realice la liquidación definitiva trimestral.

Precio Base de Liquidación: Es el valor unitario calculado por la ANH trimestralmente, que refleja la relación entre producto exportado y de consumo nacional, deduciendo los costos de transporte, manejo, trasiego, refinación y comercialización según corresponda con el objeto de establecer la definición técnicamente apropiada para llegar a los precios en borde o boca de pozo. Este valor sirve de referencia para efectos de determinar, junto con los respectivos volúmenes de producción, porcentajes de regalía aplicable y la tasa representativa del mercado, las sumas de dinero correspondientes a la liquidación de las regalías, pagadas en dinero en cada Campo Productor.

Precio de Venta: Es el precio efectivo del crudo acordado entre comprador y vendedor en el punto de entrega definido en los contratos de compraventa.

Productor de Petróleo: Es quien produzca o extraiga petróleo conforme a la legislación vigente.

Punto de Entrega: Es el sitio en el cual el Productor entrega el petróleo crudo al Comprador en las especificaciones mínimas acordadas para su transporte, almacenamiento y/o consumo, definido en los contratos de compraventa.

Sistema de Transporte por Oleoductos: Conjunto de oleoductos localizados en el territorio nacional catalogados según Artículo 45, Capítulo VIII del Código de Petróleos Colombiano en oleoductos públicos y privados: “...(...) según el servicio a que estén destinados los oleoductos se dividen en oleoductos de uso público y en oleoductos de uso privado. Son de uso privado los construidos y beneficiados por las propias empresas explotadoras o refinadoras de petróleo, para su uso exclusivo y el de sus afiliadas, ya se trate de petróleo de concesiones nacionales o de petróleo reconocido como de propiedad privada. También son de uso privado los construidos por dos o más compañías no afiliadas para beneficio de sus respectivas explotaciones, si la construcción en común del oleoducto se justifica, a juicio del Gobierno, por razones económicas que redunden en beneficio de los explotadores y del país. Los demás oleoductos serán de uso público.”

Tasa Representativa del Mercado (TRM): Es la tasa de cambio representativa del mercado diaria entre el Dólar y el Peso Colombiano, certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia.

CAPITULO II. PRECIO BASE DE LIQUIDACION DE REGALIAS

ARTÍCULO SEGUNDO. PRECIO BASE DE LIQUIDACIÓN PARA LAS REGALÍAS DE PETRÓLEO CRUDO RECAUDADAS EN DINERO. Es el Precio de Venta promedio de cada Productor, del campo c, en el mes m, en dólares de Estados Unidos de América por barril (US\$/bl), deduciendo los costos aplicables en dicho campo, conforme a la siguiente formula:

$$PR_{cmp} = P_{cmp} - D_{cmp}$$

Dónde:

c: Es el campo productor

m: Es el mes de cálculo

PR_{cmp} : Es el precio base de liquidación de regalías de petróleo crudo de cada Productor del campo c, en el mes m, en Dólares de Estados Unidos de América por barril (US\$/bl)

P_{cmp} : Es el precio de Venta promedio ponderado por volumen del Productor, del campo c, en el mes m, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/bl). Cuando se trate de ventas en los mercados internacionales con vinculados económicos o por otra clase de relación societaria, el productor deberá informarlo a la ANH y el precio deberá acordarse dentro de las practicas comerciales usuales reflejando el Precio de Mercado.

Las deducciones se calcularán de acuerdo con la siguiente metodología:

$$D_{cmp} = (1 + \text{Volumen Diluyente}_{mc}) * (CST_{mc} + CM_{mc} + C_{com}) + (\text{Volumen Diluyente}_{mc}) * (CD_{mc} - P_{cmp})$$

Dónde:

Volumen Diluyente_{mc}: Corresponde a la cantidad de volumen de diluyente (expresado en barriles) necesario para llevar a condiciones de transporte por oleoducto un (1) barril de petróleo crudo en el mes *m*, del campo *c*.

CST_{mc}: Costo de transporte desde el punto de fiscalización del campo *c*, hasta el punto de entrega para la venta del petróleo crudo expresado en dólares por barril (US\$/bl), más los impuestos a que haya lugar.

En caso que el Productor destine el petróleo crudo a la exportación, este costo deberá corresponder a la tarifa en que el Productor efectivamente incurra para el transporte de crudo de su propiedad hasta el punto de entrega, y en ningún caso corresponderá a tarifas superiores a las establecidas por la autoridad competente mediante acto administrativo.

En caso que el Productor lo destine a refinación nacional, este costo corresponderá a la tarifa de transporte que efectivamente incurra el Productor para vender el petróleo crudo de su propiedad a las refinerías nacionales o máximo a la tarifa establecida por la autoridad competente mediante acto administrativo.

Adicionalmente se incluirá por concepto de pérdidas volumétricas de crudo por transporte en oleoducto y/o carrotanque un valor que en ningún caso superará 0.26 dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/bl).

CM_{mc}: Costo de manejo. Incluye las tarifas de descargue y manejo de hidrocarburos en Puerto del crudo del campo *c*, en el mes *m*, en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/bl) más los impuestos a los que haya lugar. En caso que el Productor destine el petróleo crudo a la exportación, este costo deberá corresponder a la tarifa en que el Productor efectivamente incurra para el descargue, almacenamiento, trasiego, y tarifas portuarias del crudo de su propiedad, y en ningún caso corresponderá a tarifas superiores a las establecidas por la Autoridad Competente mediante acto administrativo.

En caso que el Productor lo destine a refinación nacional, este costo corresponderá a las tarifas establecidas por la Autoridad Competente mediante acto administrativo o a la tarifa en que el Productor efectivamente incurra por el manejo de crudo de su propiedad destinado a la refinación nacional.

CM_{mc}: Costo de comercialización efectivamente incurrido por un Productor por la comercialización del crudo de su propiedad cuando en el contrato de venta de crudo, o el que haga sus veces, se pacte una tarifa de comercialización. Cuando el productor comercialice el crudo directamente en el mercado internacional o en el mercado interno nacional o para la comercialización utilice vinculados jurídicos o económicos para la comercialización del crudo de su propiedad el costo de comercialización será cero (0).

CD_{mc}: Costo de Dilución. Corresponde al costo en que el Productor efectivamente incurre para diluir el petróleo crudo. La ANH reconocerá el costo del diluyente, únicamente en los casos de los campos que produzcan crudos que requieran dilución para su transporte en oleoductos, incluyendo los costos

de transporte y manejo de la cantidad de diluyente necesaria para el transporte de petróleo crudo pesado. En los otros casos el Volumen Diluyente será cero (0).

Para los casos de crudos que requieran diluyente, se usará la siguiente formula:

$$CDE_{xpmc} = (P_{dil}^{mc} + FL_{dil}^m + TST_{dil}^{mc})$$

P_{dil}^{mc} : En caso de que el diluyente utilizado sea comprado en el mercado nacional o internacional, este corresponderá al precio real de la compra en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/bl). En caso de que el diluyente utilizado sea producido por el Productor, este corresponderá, como máximo, al promedio aritmético de la cotización diaria publicada por Platt's para la Nafta USGC, el cual se calculará en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/bl), para el mes m en que se produzca la compra correspondiente al campo c, menos los costos de transporte desde el punto de producción hasta la costa del golfo de los Estados Unidos de América.

TST_{dil}^{mc} : Corresponde al costo real incurrido para el transporte del diluyente entre el punto de recibo o producción hasta el campo c correspondiente en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/bl), y está compuesto por:

- a. **Costos de Transporte por poliducto:** Este costo deberá corresponder a la tarifa en que el Productor efectivamente incurre para el transporte del diluyente de su propiedad, y en ningún caso corresponderá a tarifas superiores a las establecidas por la autoridad competente mediante acto administrativo.
- b. **Costos de Transporte por Carrotaque:** Este costo deberá corresponder a la tarifa en que el Productor efectivamente incurre para el transporte de diluyente de su propiedad, y en ningún caso corresponderá a tarifas superiores a las establecidas por la autoridad competente mediante acto administrativo cuando aplique.

FL_{dil}^m : Únicamente en el caso que el diluyente sea importado, se reconocerán los costos del flete marítimo entre el puerto de compra y el puerto colombiano para el mes m en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/bl). Este costo deberá corresponder a la tarifa en que el Productor efectivamente incurre para el transporte del diluyente de su propiedad.

PARAGRAFO PRIMERO. En cualquier evento, si el Productor comercializa internacionalmente su crudo a un vinculado jurídico o económico, dará aplicación a las normas vigentes en materia de precios de transferencia y en todo caso, su crudo debiera ser comercializado a precios de mercado.

ARTÍCULO TERCERO. PRECIO BASE DE LIQUIDACIÓN PARA LAS REGALÍAS DE PETRÓLEO CRUDO CUANDO NO SEA COMERCIALIZADO. Cuando el Productor no comercialice el crudo por ser destinado al consumo en las refinerías de su propiedad, otros procesos productivos o por cualquier otro motivo que sea debidamente informado a la ANH, y que por lo tanto, no se celebre un contrato para la compraventa de petróleo o cualquier otro contrato o acuerdo que transfiera el dominio del crudo, en los términos establecidos en la regulación vigente, el Precio Base de Liquidación para las regalías de petróleo crudo recaudadas en dinero se estimará con base en el promedio aritmético de los PR_{cmp} que se hayan reportado en el mismo mes en los campos de referencia que determine la ANH sujetos a los ajustes por calidad o logística que apliquen.

En los casos en que la ANH lo considere conveniente, podrá acordar con el Productor una metodología específica de estimación del precio de mercado que refleje las condiciones particulares del campo.

ARTÍCULO CUARTO. ENTREGA DE INFORMACION MENSUAL POR PARTE DEL PRODUCTOR.

Con base en los cálculos realizados de acuerdo con el Artículo Segundo de la presente resolución, cada Productor deberá entregar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el formato “Anexo 1” correspondiente al Precio Base de Liquidación de Regalías de Petróleo Mensual por cada Campo Productor, mediante comunicación suscrita por el representante legal o su apoderado bajo la gravedad del juramento, en escrito debidamente radicado y vía correo electrónico, dentro de los diez (10) primeros días hábiles siguientes al terminación del mes m sujeto de cálculo, con una aproximación de 4 decimales.

Adicionalmente, el Productor deberá adjuntar los archivos en formato Excel con la información del volumen comercializado en el mes m y la base de cálculo de P_{cmp} y D_{cm} que explique y soporte estos costos.

Cada Productor deberá tener disponible los cálculos y los soportes del P_{cmp} y D_{cmp} en caso de ser requeridos por la ANH.

En los casos en que el crudo no se haya comercializado o destinado al consumo en las refinerías de su propiedad u otros procesos productivos, el Productor deberá informarlo a la ANH en los plazos establecidos en el presente artículo.

PARAGRAFO PRIMERO. En caso que el productor no reporte la información del PR_{cm} en los plazos establecidos en la presente resolución, se tomará como Precio Base de Liquidación de Regalías Mensual el promedio aritmético de los PR_{cm} que se hayan reportado en el mismo mes en los campos de referencia que determine la ANH sujetos a los ajustes por calidad o logística que apliquen, sin perjuicio de las sanciones legales contractuales y legales establecidas a que haya lugar.

ARTÍCULO QUINTO. ENTREGA DE INFORMACION DEFINITIVA DEL PRODUCTOR. El Productor durante los treinta y cinco (35) días hábiles siguientes a la terminación del mes m , deberá entregar a la ANH en escrito debidamente radicado y vía correo electrónico la información definitiva de precio de venta de crudo y costos deducibles de dicho mes con sujeción a los cálculos realizados de acuerdo con el Artículo Segundo de la presente resolución. Para reportar esta información el Productor deberá utilizar el formato establecido en el “Anexo 2” correspondiente al Precio Base de Liquidación de Regalías de Petróleo Definitivo por cada Campo Productor.

Todos los valores deberán detallarse con una aproximación de 4 decimales.

Adicionalmente, el Productor deberá adjuntar los archivos en formato Excel con la información del volumen comercializado en el mes m y la base de cálculo de P_{cmp} y D_{cm} que explique y soporte estos costos.

ARTÍCULO SEXTO. La Agencia Nacional de Hidrocarburos podrá requerir al Productor en cualquier momento para ampliar y/o soportar la información entregada y de encontrarlo pertinente, podrá ajustar el precio base de liquidación de regalías y realizar las reliquidaciones correspondientes, sin perjuicio de las sanciones contractuales y legales establecidas a que haya lugar.

ARTÍCULO SEPTIMO. AUDITORIAS. La Agencia Nacional de Hidrocarburos podrá auditar en cualquier momento todos los precios y costos a que se refiere el Artículo Segundo de la presente Resolución, y cuando haya lugar, ajustará el precio base de liquidación de regalías y procederá a efectuar las correspondientes re liquidaciones de regalías y compensaciones. Adicionalmente, la Agencia Nacional de Hidrocarburos podrá solicitar información a otras autoridades con el objetivo de corroborar la información suministrada por el Productor.

CAPITULO III. LIQUIDACION, RECAUDO Y AJUSTE DE REGALIAS

ARTÍCULO OCTAVO. PRECIO BASE DE ANTICIPO DE REGALIAS DE PETRÓLEO. Con el fin de mantener el flujo oportuno de recursos hasta tanto se realizan las liquidaciones definitivas trimestrales de los Precios Base de Liquidación, la ANH determinará mensualmente las asignaciones directas entre los beneficiarios de regalías y la transferencia de recursos a la cuenta única del Sistema General de Regalías utilizando la información mensual presentada por los Productores de acuerdo al Artículo Cuarto y aplicando la fórmula de que trata el Artículo Noveno.

ARTÍCULO NOVENO. LIQUIDACION MENSUAL DE ANTICIPO DE REGALIAS DE PETRÓLEO. El valor a liquidar, para efectos de la distribución entre los fondos y beneficiarios de las regalías de crudo de cada Campo Productor, se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$VRA_{cmp} = (VGravable_{cm} * \%Regalías) * (\%Participacion_{cmp}) * (PDA_{cmp}) * TRM_m$$

Dónde:

VRA_{cmp} :	Valor de liquidación de regalías mensuales de anticipo para cada Productor del Campo Productor c en el mes m, expresado en pesos.
$VGravable_{cm}$:	Cantidad de petróleo crudo producido y medido en el Campo Productor c, expresado en barriles (bl) durante el mes m, registrado en el sistema de información SUIME. (Sistema Único de Información Minero-Energético, SUIME).
$\%Regalías$:	Porcentaje de regalías de petróleo crudo del Campo Productor c para el mes m aplicable.
$\%Participacion_{cmp}$:	Porcentaje de participación del Productor p en el contrato mediante el cual se realiza la explotación de petróleo crudo, del Campo Productor c, para el mes m, aplicable.
PDA_{cmp} :	Precio Base de Anticipo del campo c, en el mes m, del Productor p, tal como se define en el Artículo Octavo de la presente resolución en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/bl).
TRM_m :	Es la tasa representativa del mercado promedio diario del mes m.

PARÁGRAFO PRIMERO. En caso de que la información electrónica y física no coincida se tomará la informada en SUIME, una vez se encuentre disponible la aplicación correspondiente, y no la reportada en el Anexo 1 de la presente Resolución, sin perjuicio de los requerimientos a que haya lugar por la ANH.

PARÁGRAFO SEGUNDO. El pago de las regalías no está sujeto a la venta efectiva del petróleo crudo por parte del Productor.

ARTÍCULO DECIMO. LIQUIDACION DEFINITIVA TRIMESTRAL DE REGALIAS DE PETRÓLEO. La ANH elaborará las liquidaciones definitivas trimestrales dentro de los cuarenta y cinco (45) días hábiles siguientes a la terminación del último mes de cada uno de los cuatro trimestres del año.

El valor a liquidar en forma definitiva para cada mes del trimestre por las regalías de crudo de cada Campo Productor, se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$LRD_{cmp} = (VGravable_{cm} * \%Regalías) * (\%Participacion_{cmp}) * (PRD_{cmp}) * TRM_m$$

Dónde:

LRD_{cmp} :	Valor de liquidación definitiva de regalías para cada Productor del Campo Productor c en el mes m, expresado en pesos.
$VGravable_{cm}$:	Cantidad de petróleo crudo producido y medido en el Campo Productor c, expresado en barriles (bl) durante el mes m, registrado en el sistema de información SUIME. (Sistema Único de Información Minero-Energético, SUIME).
$\%Regalías$:	Porcentaje de regalías de petróleo crudo del Campo Productor c para el mes m aplicable.
$\%Participacion_{cmp}$:	Porcentaje de participación del Productor p en el contrato mediante el cual se realiza la explotación de petróleo crudo, del Campo Productor c, para el mes m, aplicable.
PRD_{cmp} :	Precio Base de Liquidación Definitivo del campo c, en el mes m, del Productor p, con base en la información reportada en cumplimiento del Artículo Quinto de la presente resolución en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/bl).
TRM_m :	Es la tasa representativa del mercado promedio diario del mes m.

PARÁGRAFO PRIMERO. El pago de las regalías por parte de los Productores a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, no está condicionado a la venta efectiva del petróleo crudo por parte del Productor ni al recaudo de los dineros respectivos por concepto de la compraventa.

ARTÍCULO DECIMO PRIMERO. PAGO Y RECAUDO DE REGALIAS DE PETROLEO. La Agencia Nacional de Hidrocarburos, conforme con las liquidaciones mensuales de regalías y compensaciones por la explotación de petróleo crudo, enviará la cuenta de cobro o documento equivalente a cada

Productor discriminada por cada Campo Productor cada mes. La cuenta de cobro o documento equivalente contendrá los valores D_{cmp} reconocidos para información del Productor.

El Productor de cada Campo Productor deberá realizar el pago dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de radicación del documento de cobro. El pago será realizado de acuerdo con el mecanismo que indique la Agencia Nacional de Hidrocarburos en la cuenta de cobro o documento equivalente.

Si el Productor de cada Campo Productor no cumple con sus obligaciones de pago en la oportunidad y condiciones establecidas en la presente resolución, ya sea total o parcialmente, pagará la máxima tasa por mora permitida por la ley, que se aplicará a los saldos insolutos y proporcionalmente al tiempo transcurrido entre la fecha en que el pago debió haber sido efectuado, hasta la fecha en que efectivamente se realizó, sin perjuicio de las acciones y sanciones contractuales a que haya lugar.

Se entenderá que el Productor ha efectuado el pago a la ANH cuando los dineros correspondientes se encuentren disponibles en las cuentas bancarias de la ANH.

PARÁGRAFO PRIMERO. El Productor de cada Campo Productor deberá realizar el pago de la cuenta de cobro o documento equivalente, sin perjuicio de las objeciones que puedan tener sobre la misma.

PARÁGRAFO SEGUNDO. Si la ANH cambia la cuenta bancaria, informará al operador de cada campo productor con una anterioridad no inferior a quince (15) días hábiles.

PARÁGRAFO TERCERO: El pago de las regalías se causa por efectos de la producción del petróleo crudo, en consecuencia, el Productor está obligado al pago de las regalías en dinero, independientemente de que el petróleo crudo sea o no comercializado por el Productor y que el Productor haya o no percibido las sumas de dinero correspondientes a la venta del petróleo crudo.

ARTÍCULO DECIMO SEGUNDO. MANEJO DE SALDOS POR DIFERENCIAS EN LA INFORMACIÓN ENTREGADA DE REGALIAS. Si como resultado de la comparación entre los valores de las cuentas mensuales de cobro o documentos equivalentes generados por la ANH a cada Productor para los pagos mensuales de las regalías de acuerdo con la información mensual entregada en cumplimiento del Artículo Cuarto de la presente Resolución y los valores obtenidos de acuerdo a con la información definitiva entregada en cumplimiento del Artículo Quinto de la presente Resolución se presentan saldos a favor o en contra del Productor, dichos saldos se compensarán en la cuenta de cobro o documento equivalente a entregar al Productor en el mes en que ocurra la determinación del saldo a favor o en contra.

ARTÍCULO DECIMO TERCERO. CORREO ELECTRONICO PARA RECEPCION DE DOCUMENTOS. Para efectos de la recepción de copias de facturas, cuentas de cobro o documentos equivalente, los Productores deberán informar, dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la expedición de esta Resolución, la dirección de correo electrónico a la cual la ANH deberá remitir dichos documentos. En caso de modificar la cuenta de correo electrónico, los Productores deberán informa del campo, dentro del día hábil siguiente a la fecha del mismo.

ARTÍCULO DÉCIMO CUARTO. VIGENCIA, MODIFICACIONES, Y DEROGATORIAS. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a

ANEXO 1

Señores

Gerencia de Regalías y Derechos Económicos

Agencia Nacional de Hidrocarburos

Avenida Calle 26 No. 59-65 Edificio Cámara Colombiana de Infraestructura, Piso 1.

Bogotá, DC

Referencia: Precio Base de Liquidación de Regalías de Petróleo Mensual por cada Campo Productor

Por medio de la presente certifico que la siguiente información correspondiente al mes de [NOMBRE] de [Año] es fidedigna.

En cumplimiento de lo establecido en el Artículo Cuarto de la Resolución ANH de Precio Base de Liquidación de Regalías de Petróleo, a continuación se reportan los cálculos para la estimación de **PR_{cmp}**:

Tabla de Cálculo de Precio de Liquidación

Nombre Contrato de Explotación de Hidrocarburos	Nombre de Campo Productor	P _{cmp} (US\$/bl)	D _{cmp}	PR _{cmp}

Nota: Los valores de P_{cmp} se deben escribir con una aproximación de 4 decimales.

Tabla para el Cálculo de Deducciones:

Nombre Contrato de Explotación de Hidrocarburos	Nombre de Campo Productor	Volumen de Diluyente _{mc}	CST _{mc}	CM _{mc}	C _{com}	CD _{mc}	Total D _{cmp}

(1): El precio de Venta promedio ponderado por la cantidad de petróleo debe corresponder al de todos sus contratos.

Tabla para el Cálculo del Costo de Dilución cuando aplique: $(P_{dil}^{mc} + FL_{dil}^m + TST_{dil}^{mc})$

Nombre Contrato de Explotación de Hidrocarburos	Nombre de Campo Productor	P_{dil}^{mc}	FL_{dil}^m	TST_{dil}^{mc}	Total CD_{mc}

Durante el mes de la referencia se han realizado operaciones de comercialización de crudo con empresas vinculadas económicas?

SI _____ NO _____

En caso de ser afirmativa la respuesta con cuales vinculados económicos y para cuales campos?

Nombre del Vinculado Económico	Nombre de Campo Productor	Volumen vendido en el mes (barriles)	$P_{cmp}(US\$/bl)$

Firma:

[Representante Legal del Productor o su apoderado]

ANEXO 2

Señores

Gerencia de Regalías y Derechos Económicos

Agencia Nacional de Hidrocarburos

Avenida Calle 26 No. 59-65 Edificio Cámara Colombiana de Infraestructura, Piso 1.

Bogotá, DC

Referencia: Precio Base de Liquidación de Regalías de Petróleo Definitivo por cada Campo Productor.

Por medio de la presente certifico que la siguiente información correspondiente al mes de [NOMBRE] de [Año] es fidedigna.

En cumplimiento de lo establecido en el Artículo Cuarto de la Resolución ANH de Precio Base de Liquidación de Regalías de Petróleo, a continuación se reportan los cálculos para la estimación de **PR_{cmp}**:

Tabla de Cálculo de Precio de Liquidación

Nombre Contrato de Explotación de Hidrocarburos	Nombre de Campo Productor	P _{cmp} (US\$/bl)	D _{cmp}	PR _{cmp}

Nota: Los valores de P_{cmp} se deben escribir con una aproximación de 4 decimales.

Tabla para el Cálculo de Deducciones:

Nombre Contrato de Explotación de Hidrocarburos	Nombre de Campo Productor	Volumen de Diluyente _{mc}	CST _{mc}	CM _{mc}	C _{com}	CD _{mc}	Total D _{cmp}

(1): El precio de Venta promedio ponderado por la cantidad de petróleo debe corresponder al de todos sus contratos.

Tabla para el Cálculo del Costo de Dilución cuando aplique: $(P_{dil}^{mc} + FL_{dil}^m + TST_{dil}^{mc})$

Nombre Contrato de Explotación de Hidrocarburos	Nombre de Campo Productor	P _{dil} ^{mc}	FL _{dil} ^m	TST _{dil} ^{mc}	Total CD _{mc}

Durante el mes de la referencia se han realizado operaciones de comercialización de crudo con empresas vinculadas económicas?

SI _____ NO _____

En caso de ser afirmativa la respuesta con cuales vinculados económicos y para cuales campos?

Nombre del Vinculado Económico	Nombre de Campo Productor	Volumen vendido en el mes (barriles)	P _{cmp} (US\$/bl)

Firma:

[Representante Legal del Productor o su apoderado]

3.4 Acto Administrativo para la Monetización de Derechos Económicos

RESOLUCION No. (Adicionar Número) de (Adicionar fecha).

“Por la cual se establece el recaudo en **dinero** de los derechos económicos por Precios Altos y Porcentaje de Participación en la Producción causados por la explotación de petróleo, así como la metodología, términos y condiciones para la determinación del precio base, el procedimiento y plazos para su liquidación y recaudo, y se dictan otras disposiciones”

EL PRESIDENTE DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS –ANH–,

En uso de sus facultades legales, especialmente la establecida en el Inciso Primero del Artículo 16 de la Ley 1530 de 2012, y

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo previsto por el Decreto-Ley 4137 del 3 de Noviembre de 2011, por el cual se cambia la naturaleza jurídica de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en su artículo 4, numeral 11, corresponde a la Agencia Nacional de Hidrocarburos “*Recaudar, liquidar y transferir las regalías y compensaciones monetarias a favor de la nación por la explotación de Hidrocarburos*”.

Que conforme a lo previsto en el Artículo 16, ibídem, “*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*”.

Que, de conformidad con el artículo 5 del Decreto 4137 de 2011, se establece como patrimonio de la Agencia Nacional de Hidrocarburos los Derechos Económicos de los Contratos suscritos, en los siguientes términos, “*Los derechos económicos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH, que se pacten como compensación por la celebración misma de los contratos de explotación y exploración, sin perjuicio de lo que posteriormente se contemple en la ley*”.

Que, de conformidad con los contratos de Exploración y Producción suscritos por la ANH el Productor debe pagar en dinero o especie a la ANH los derechos económicos derivados de la cláusula de precios altos y el porcentaje de participación, en los términos que se establezcan contractualmente conforme aplique.

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

CAPITULO I. DEFINICIONES

ARTÍCULO PRIMERO. DEFINICIONES. Para efectos de la adecuada interpretación de las expresiones empleadas en la presente resolución, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Autoridad Competente: Cualquier autoridad nacional, tribunal o agencia gubernamental a la cual legalmente se le ha asignado un conjunto de atribuciones para actuar en razón del territorio, la materia, el grado, la cuantía y/o el tiempo.

Campo Productor: Es el área en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos descubiertos en los cuales se produce petróleo crudo.

Comprador Primario: Persona jurídica nacional o internacional con la cual un Productor celebra un contrato para la venta de petróleo, en los términos establecidos en la regulación vigente.

Derechos Económicos: Son retribuciones económicas a favor de la ANH, pactadas en los Contratos Exploración y Producción E&P.

Derechos Económicos por Precios Altos: Es la retribución que el productor entregará a la ANH, a título de derecho económico por precios altos sobre la producción de su propiedad, establecido en los contratos de Exploración y Producción vigentes, en especie o en dinero según lo establezca la ANH.

Derechos Económicos por Porcentaje de Participación en la Producción: Es el pago a título de derecho económico que el productor hace a la ANH por participación en la producción total establecido después de regalías conforme a los Contratos de Exploración y Producción vigentes, en especie o en dinero según lo establezca la ANH. ,

Precio de Venta: Es el precio efectivo del crudo acordado entre comprador y vendedor en el punto de entrega definido en los contratos de compraventa.

Productor de Petróleo: Es quien produzca o extraiga petróleo conforme a la legislación vigente.

Punto de Entrega: Es el sitio en el cual el Productor entrega el petróleo crudo al Comprador en las especificaciones mínimas acordadas para su transporte, almacenamiento y/o consumo, definido en los contratos de compraventa.

Puntos de Medición Oficial de la Producción Gravable de Petróleo: Son los puntos aprobados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en ejercicio de su función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de petróleo, en los cuales se mide la cantidad y calidad del petróleo a condiciones standard para efectos de la determinación de los derechos económicos generados por dicha producción.

Sistema de Transporte por Oleoductos: Es el conjunto de oleoductos localizados en el territorio nacional catalogados según Artículo 45, Capítulo VIII del Código de Petróleos Colombiano en oleoductos públicos y privados: "...(...) según el servicio a que estén destinados los oleoductos se dividen en oleoductos de uso público y en oleoductos de uso privado. Son de uso privado los construidos y beneficiados por las propias empresas explotadoras o refinadoras de petróleo, para su uso exclusivo y el de sus afiliadas, ya se trate de petróleo de concesiones nacionales o de petróleo reconocido como de propiedad privada. También son de uso privado los construidos por dos o más

compañías no afiliadas para beneficio de sus respectivas explotaciones, si la construcción en común del oleoducto se justifica, a juicio del Gobierno, por razones económicas que redunden en beneficio de los explotadores y del país. Los demás oleoductos serán de uso público.”

Tasa Representativa del Mercado (TRM): Es la tasa de cambio representativa del mercado diaria entre el Dólar y el Peso Colombiano, certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia.

ARTÍCULO SEGUNDO. ÁMBITO DE APLICACIÓN. La presente resolución aplica a todos los Productores de Petróleo Crudo.

ARTICULO TERCERO. RECAUDO EN DINERO DE LOS DERECHOS ECONOMICOS. A partir de (Adicionar fecha), la Agencia Nacional de Hidrocarburos recaudará los derechos económicos por precios altos y por porcentaje de participación causados por la explotación de petróleo en dinero.

CAPITULO II. PRECIO BASE DE LIQUIDACION DE DERECHOS ECONOMICOS

ARTÍCULO CUARTO. PRECIO BASE DE LIQUIDACIÓN PARA LOS DERECHOS ECONOMICOS RECAUDADOS EN DINERO. Es el Precio de Venta promedio de cada Productor, del campo c, en el mes m, en dólares de Estados Unidos de América por barril (US\$/bl), deduciendo los costos aplicables en dicho campo, conforme a la siguiente formula:

$$PDE_{cm} = P_{cmp} - D_{cmp}$$

Dónde:

c: Es el campo productor

m: Es el mes de cálculo

PDE_{cm} : Es el precio base de liquidación de derechos económicos de cada Productor del campo c, en el mes m, en Dólares de Estados Unidos de América por barril (US\$/bl).

P_{cmp} : Es el precio de Venta promedio del Productor, del campo c, en el mes m, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/bl). Cuando se trate de ventas en los mercados internacionales con vinculados económicos o por otra clase de relación societaria, el productor deberá informarlo a la ANH y el precio deberá acordarse dentro de las prácticas comerciales usuales reflejando el Precio de Mercado.

Las deducciones se calcularán de acuerdo con la siguiente metodología:

$$D_{cmp} = (1 + \text{Volumen Diluyente}_{mc}) * (CST_{mc} + CM_{mc} + C_{com}) + (\text{Volumen Diluyente}_{mc}) * (CD_{mc} - P_{cmp})$$

Dónde:

$\text{Volumen Diluyente}_{mc}$: Corresponde a la cantidad de volumen de diluyente (expresado en barriles) necesario para llevar a condiciones de transporte por oleoducto un (1) barril de petróleo crudo en el mes m, del campo c.

CST_{mc} : Costo de transporte desde el punto de fiscalización del campo c , hasta el punto de entrega para la venta del petróleo crudo expresado en dólares por barril (US\$/bl), más los impuestos a que haya lugar.

En caso que el Productor destine el petróleo crudo a la exportación, este costo deberá corresponder a la tarifa en que el Productor efectivamente incurra para el transporte de crudo de su propiedad hasta el punto de entrega, y en ningún caso corresponderá a tarifas superiores a las establecidas por la autoridad competente mediante acto administrativo.

En caso que el Productor lo destine a refinación nacional, este costo corresponderá a la tarifa de transporte que efectivamente incurra el Productor para vender el petróleo crudo de su propiedad a las refinerías nacionales o máximo a la tarifa establecida por la autoridad competente mediante acto administrativo.

Adicionalmente se incluirá por concepto de pérdidas volumétricas de crudo por transporte en oleoducto y/o carrotanque un valor que en ningún caso superará 0.26 dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/bl).

CM_{mc} : Costo de manejo. Incluye las tarifas de descargue y manejo de hidrocarburos en Puerto del crudo del campo c , en el mes m , en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/bl) más los impuestos a los que haya lugar. En caso que el Productor destine el petróleo crudo a la exportación, este costo deberá corresponder a la tarifa en que el Productor efectivamente incurra para el descargue, almacenamiento, trasiego, y tarifas portuarias del crudo de su propiedad, y en ningún caso corresponderá a tarifas superiores a las establecidas por la autoridad competente mediante acto administrativo.

En caso que el Productor lo destine a refinación nacional, este costo corresponderá a las tarifas establecidas por la autoridad competente mediante acto administrativo o a la tarifa en que el Productor efectivamente incurra por el manejo de crudo de su propiedad destinado a la refinación nacional.

CM_{mc} : Costo de comercialización efectivamente incurrido por un Productor por la comercialización del crudo de su propiedad cuando en el contrato de venta de crudo, o el que haga sus veces, se pacte una tarifa de comercialización. Cuando el productor comercialice el crudo directamente en el mercado internacional o en el mercado interno nacional o para la comercialización utilice vinculados jurídicos o económicos para la comercialización del crudo de su propiedad el costo de comercialización será cero (0).

CD_{mc} : Costo de Dilución. Corresponde al costo en que el Productor efectivamente incurre para diluir el petróleo crudo. La ANH reconocerá el costo del diluyente, únicamente en los casos de los campos que produzcan crudos que requieran dilución para su transporte en oleoductos, incluyendo los costos de transporte y manejo de la cantidad de diluyente necesaria para el transporte de petróleo crudo pesado. En los otros casos el Volumen Diluyente será cero (0).

Para los casos de crudos que requieran diluyente, se usará la siguiente formula:

$$CDE_{xpmc}=(P_{dil}^{mc}+FL_{dil}^m+TST_{dil}^{mc})$$

P_{dil}^{mc} : En caso de que el diluyente utilizado sea comprado en el mercado nacional o internacional, este corresponderá al precio real de la compra en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/bl). En caso de que el diluyente utilizado sea producido por el Productor, este corresponderá, como máximo, al promedio aritmético de la cotización diaria publicada por Platt's para la Nafta USGC, el cual se calculará en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/bl), para el mes m en que se produzca la compra correspondiente al campo c , menos los costos de transporte desde el punto de producción hasta la costa del golfo de los Estados Unidos de América.

TST_{dil}^{mc} : Corresponde al costo real incurrido para el transporte del diluyente entre el punto de recibo o producción hasta el campo c correspondiente en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/bl), y está compuesto por:

- a. **Costos de Transporte por poliducto:** Este costo deberá corresponder a la tarifa en que el Productor efectivamente incurre para el transporte del diluyente de su propiedad, y en ningún caso corresponderá a tarifas superiores a las establecidas por la autoridad competente mediante acto administrativo.
- b. **Costos de Transporte por Carrotanque:** Este costo deberá corresponder a la tarifa en que el Productor efectivamente incurre para el transporte de diluyente de su propiedad, y en ningún caso corresponderá a tarifas superiores a las establecidas por la autoridad competente mediante acto administrativo cuando aplique.

FL_{dil}^m : Únicamente en el caso que el diluyente sea importado, se reconocerán los costos del flete marítimo entre el puerto de compra y el puerto colombiano para el mes m en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/bl). Este costo deberá corresponder a la tarifa en que el Productor efectivamente incurre para el transporte del diluyente de su propiedad.

ARTÍCULO QUINTO. PRECIO BASE DE LIQUIDACIÓN PARA LOS DERECHOS ECONOMICOS NO COMERCIALIZADOS. Cuando el Productor no comercialice el crudo por ser destinado al consumo en las refinerías de su propiedad u otros procesos productivos y por lo tanto no se celebre un contrato para la compraventa de petróleo, en los términos establecidos en la regulación vigente, el Precio Base de Liquidación para los derechos económicos recaudados en dinero se estimará con base en el promedio aritmético de los PDE_{cm} que se hayan reportado en el mismo mes en los campos de referencia que determine la ANH sujetos a los ajustes por calidad o logística que apliquen. En los casos en que la ANH lo considere conveniente, podrá acordar con el Productor una metodología específica de estimación del precio justo de mercado que refleje las condiciones particulares del campo.

CAPITULO III. LIQUIDACION, RECAUDO Y AJUSTE DE DERECHOS ECONOMICOS

ARTÍCULO SEXTO. AUTOLIQUIDACION MENSUAL DE DERECHOS ECONOMICOS. El productor elaborará, dentro de los plazos establecidos en la presente resolución, la autoliquidación provisional de los derechos económicos por la explotación de petróleo crudo del mes m y para el efecto desarrollará el siguiente cálculo para cada Campo Productor:

$$VDE_{cmp}=BI_{cont} * PDE_{cm} * TRM_m$$

Dónde:

VDE_{cmp} : Valor de liquidación de derechos económicos para cada Productor del Campo Productor c en el mes m, expresado en pesos.

BI_{cont} : Cantidad de Petróleo correspondiente al derecho económico a entregar a la ANH en el Campo Productor c, expresado en barriles (bl) durante el mes m.

PDE_{cmp} : Tal como se define en el Artículo Cuarto de la presente resolución en dólares de los Estados Unidos de América por barril (US\$/bl).

TRM_m : Es la tasa representativa del mercado promedio diario del mes m.

PARÁGRAFO PRIMERO: Las autoliquidaciones provisionales mensuales deberán ser elaboradas por el Productor dentro de los quince (15) días hábiles siguientes al vencimiento del mes que se liquida y estarán sujetas a revisión y aprobación por parte de la ANH. Se aplicará la tasa de cambio promedio mensual

(Nota: La ANH deberá determinar cuál será la naturaleza jurídica de su aprobación incluyendo si es un acto administrativo que decide de fondo sobre la autoliquidación y que puede ser susceptible de los recursos que proceden a este tipo de actos).

PARÁGRAFO SEGUNDO. En caso de no tener disponible la información del PDE_{cm} , para el mes m en el plazo previsto, el Productor tomará como precio de Venta para ese Campo Productor, el Precio de Venta del mes anterior del mismo Campo Productor. En caso de que no esté disponible este valor, el Productor se tomará el promedio aritmético de los PDE_{cm} que se hayan reportado en el mes anterior en los campos de referencia que determine la ANH. Cuando Productor reciba la información del precio de Venta, deberá ajustar su autoliquidación conforme a los procedimientos que determine la ANH.

ARTÍCULO SEPTIMO. PAGO Y RECAUDO DE DERECHOS ECONÓMICOS. El Productor deberá realizar el pago de los derechos económicos recaudados en dinero a la Agencia Nacional de Hidrocarburos conforme a la Autoliquidación y los plazos definidos en el artículo sexto de la presente resolución. El pago será realizado de acuerdo con el mecanismo que indique la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Si el Productor de cada Campo Productor no cumple con sus obligaciones de pago en la oportunidad y condiciones establecidas en la presente resolución, ya sea total o parcialmente, pagará la máxima tasa por mora permitida por la ley, que se aplicará a los saldos insolutos y proporcionalmente al tiempo transcurrido entre la fecha en que el pago debió haber sido efectuado, hasta la fecha en que efectivamente se realizó, sin perjuicio de las acciones y sanciones contractuales a que haya lugar.

Se entenderá que el Productor ha efectuado el pago a la ANH cuando los dineros correspondientes se encuentren disponibles en las cuentas bancarias de la ANH.

PARÁGRAFO PRIMERO. El Productor de cada Campo Productor deberá realizar el pago de los derechos económicos conforme a la autoliquidación provisional mensual, sin perjuicio de las objeciones la ANH pueda manifestar después de revisar la información presentada. Los ajustes a que haya lugar se realizarán a través de las liquidaciones de que trata el artículo Décimo Primero de la presente resolución.

PARÁGRAFO SEGUNDO. Si la ANH cambia la cuenta bancaria, informará al operador de cada campo productor con una anterioridad no inferior a quince (15) días hábiles.

PARÁGRAFO TERCERO: El pago de los derechos económicos se causa a partir de las condiciones establecidas en cada contrato, en consecuencia, el productor está obligado al pago de los derechos económicos en dinero, independientemente de que el petróleo crudo sea o no comercializado por el Productor y que el Productor haya o no percibido las sumas de dinero correspondientes a la venta del petróleo crudo.

ARTÍCULO OCTAVO. ENTREGA DE INFORMACION POR PARTE DEL PRODUCTOR. Con base en los cálculos realizados de acuerdo con el artículo Cuarto y Sexto de la presente resolución, cada Productor deberá entregar a la ANH, en escrito debidamente radicado y vía correo electrónico, el formato del Anexo 1 correspondiente a la Autoliquidación Mensual de Derechos Económicos por Explotación de Petróleo junto con la copia del comprobante de pago, mediante comunicación suscrita por el representante legal o su apoderado dentro de los 15 primeros días hábiles del mes siguiente al mes sujeto de cálculo con una aproximación de 4 decimales.

Adicionalmente, el Productor deberá adjuntar los archivos en formato Excel con la información del volumen liquidado en el mes m y la base de cálculo de P_{cmp} y D_{cm} que explique y soporte estos costos.

Cada Productor deberá tener disponible los cálculos y los soportes del P_{cmp} , D_{cm} y VDE_{cmp} en caso de ser requeridos por la ANH.

ARTÍCULO NOVENO. La Agencia Nacional de Hidrocarburos podrá requerir al Productor en cualquier momento para ampliar y/o soportar la información entregada y de encontrarlo pertinente, podrá ajustar el precio base de liquidación de derechos económicos y realizar las reliquidaciones correspondientes, sin perjuicio de las sanciones contractuales y legales establecidas a que haya lugar.

ARTÍCULO DÉCIMO. AUDITORIAS. La Agencia Nacional de Hidrocarburos podrá auditar en cualquier momento todos los precios y costos a que se refiere el Artículo Cuarto de la presente Resolución, y cuando haya lugar, ajustará el precio base de liquidación de derechos económicos y procederá a efectuar las correspondientes re liquidaciones de derechos económicos.

ARTÍCULO DÉCIMO PRIMERO. AJUSTE DE LA LIQUIDACION MENSUAL DE DERECHOS ECONÓMICOS. La ANH podrá ajustar, en caso de ser necesario y estar debidamente sustentado, las autoliquidaciones de los derechos económicos por la explotación de petróleo del mes m que presenten los Productores.

Si como resultado de este ajuste se presentan saldos a favor o en contra de la ANH, el Productor deberá tener en cuenta estos saldos para ser cruzados con la autoliquidación del mes inmediatamente posterior al ajuste.

ARTÍCULO DÉCIMO SEGUNDO. VIGENCIA, MODIFICACIONES, Y DEROGATORIAS. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a

ANEXO 1

Señores
 Gerencia de Regalías y Derechos Económicos
 Agencia Nacional de Hidrocarburos
 Avenida Calle 26 No. 59-65 Edificio Cámara Colombiana de Infraestructura, Piso 1.
 Bogotá, DC

Referencia: Autoliquidación Mensual de Derechos Económicos.

Por medio de la presente certifico que la siguiente información correspondiente al mes [NOMBRE] es fidedigna. Lo anterior en cumplimiento de lo establecido en el Artículo Cuarto y Sexto de la Resolución ANH de Precio Base de Liquidación de Derechos Económicos, conforme a los siguientes formatos:

Formato de Certificación para Cálculo de Precio Base de Liquidación:

Nombre Contrato de Explotación de Hidrocarburos	Nombre de Campo Productor	Gravedad API	% de Azufre	$P_{cmp}(US\$/bl)$	D_{cm}

Formato de Certificación para Cálculo de Deducciones:

Nombre Contrato de Explotación de Hidrocarburos	Nombre de Campo Productor	Volumen de Diluyente _{mc}	CST_{mc}	CM_{mc}	CD_{mc}

Formato de Certificación para Cálculo de Autoliquidación de Derechos Económicos por Precios Altos:

Nombre Contrato de Explotación de Hidrocarburos	Nombre de Campo Productor	BI_{cont}	P_{cmp}	TRM_m	VDE_{cmp}
Total Derechos Económicos por Precios Altos ($\sum VDE_{cmp}$)					

Nota: Los valores de P_{cmp} se deben escribir con una aproximación de 4 decimales.

(1): El precio de Venta promedio ponderado por la cantidad de petróleo debe corresponder al de todos sus contratos.

Formato de Certificación para Cálculo de Autoliquidación de Derechos Económicos por Porcentaje de Participación:

Nombre Contrato de Explotación de Hidrocarburos	Nombre de Campo Productor	BI_{cont}	P_{cmp}	TRM_m	VDE_{cmp}
Total Derechos Económicos por Participación en la Producción ($\sum VDE_{cmp}$)					

Firma:

[Representante Legal del Productor o su apoderado]

4 Conclusiones y Recomendaciones finales

En general se considera que la opción de monetización es una alternativa válida para la ANH 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 comercialización de hidrocarburos; actividades sobre las cuales tiene pocas ventajas y eficiencias operativas.

Los riesgos de liquidez financiera asociados a un esquema de monetización se podrían mitigar mediante la definición de marco sancionatorio más claro y estricto, especialmente porque en los contratos de Asociación los mecanismos de penalización son muy limitados. No obstante, estos riesgos también tenderían a disminuir en la medida en que se van extinguiendo los contratos de asociación y se incrementa las regalías provenientes de los contratos E&P

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 en la contabilización de las reservas ni tampoco 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, las regalías pagadas a la ANH son deducibles para efectos del impuesto sobre la renta (DIAN Concepto 15766 de 2005).

Para facilitar la implementación inicial del esquema de regalías se considera que el principio rector debe ser la alineación de los intereses del productor y de la ANH y por lo tanto la fórmula de precio de liquidación debe estar basada en precios reales de venta y en la deducción los costos de logística en que incurra el productor para definir el precio en boca de pozo. En una segunda etapa, y con base en la experiencia y la información que la ANH vaya acumulando, se podría evaluar la implementación de una fórmula con precios de referencia internacional y costos de logística estándar por región productora, que reflejen condiciones de mercado y permitan aliviar a la ANH de la carga administrativa de validación de precios y costos por productor y campo.

Uno de los temas claves para implementar exitosamente la monetización será la definición de los precios de mercado de los crudos que se destinen a refinación en plantas propias u otros procesos productivos que no impliquen comercialización. Se considera que en la medida que los crudos destinados al consumo propio tengan referencias de otros campos comparables se pueden utilizar dichas referencias para la liquidación del precio de regalías, en el caso que esto no sea posible, se podrá acordar directamente con el productor una fórmula de liquidación que refleje las condiciones propias del campo y los mercados, dado que no siempre el precio paridad exportación representará la mejor opción para la ANH.

Una vez aprobada la opción de monetización de las regalías, la ANH deberá definir un periodo de transición para implementar el esquema propuesto. Es importante tener en cuenta que la monetización implicará para los productores renegociar sus contratos de venta para incluir los crudos de regalías, incrementar sus importaciones de diluyente en el caso de los crudos pesados, nominar en el sistema de transporte los nuevos volúmenes (mínimo 3 meses antes) y en general ajustar sus requerimientos de logística para la comercialización de dicho crudo. Teniendo en cuenta estas implicaciones, se considera prudente estimar un periodo de transición de mínimo cuatro (4) meses y preferiblemente seis (6) meses.

5 Anexo 1: Concepto Jurídico – Contabilización de reservas y monetización de regalías

MEMORANDO CONFIDENCIAL

Para: Paola Carvajal
Arthur D'Little

Referencia: Contabilización de Reservas y monetización de regalías

De: Philippi Prietocarrizosa & Uriá S.A.S

Fecha: 27 de marzo de 2015

Apreciada Doctora Carvajal:

Damos respuesta a su inquietud consistente en qué pasa con la contabilización de reservas en un escenario de monetización de regalías. Sobre el particular, es nuestra opinión que, desde las perspectiva jurídica, no se altera la contabilización de reservas con el recaudo de regalías, pues los conceptos responden a formas jurídicas diferentes y, sobretudo, a momentos distintos en el tiempo, que hacen que la reserva se contabilice en un primer momento, y que dicha contabilización no se altere por el hecho que el recaudo posterior de regalías se realice en dinero o en especie.

Para el efecto, consideramos importante distinguir entre los conceptos "contabilización de la reservas" (que supone un ejercicio de proyección a futuro) y "recaudo de regalías" (que implica un crudo efectivamente producido y fiscalizado), a saber:

1. PARA LA CONTABILIZACIÓN DE LAS RESERVAS:

El Decreto 727 de 2007 "Por el cual se expiden normas relativas a la valoración y contabilización de reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación y se dictan otras disposiciones" establece en su Artículo 3:

"Artículo 3°. Método de valoración de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación. El valor presente neto de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación será igual al valor presente de las regalías y las participaciones en producción a favor de la Agencia Nacional de Hidrocarburos previstas en los contratos correspondientes. Para este efecto, el Ministerio de Minas y Energía seguirá el siguiente procedimiento:

1. Se tendrá en cuenta para el cálculo, las reservas probadas del país.

2. Se calculará el valor presente de las regalías y las participaciones en producción a favor de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, con base en el pronóstico de producción de cada campo, de conformidad con las normas legales y contractuales aplicables a cada caso, los precios proyectados de regalías y participaciones en producción a favor de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, según corresponda.

3. El precio unitario de las regalías y de las participaciones en producción a favor de la Agencia Nacional de Hidrocarburos previstas en los contratos correspondientes, se calculará al finalizar cada año con base en el pronóstico de cada campo y de acuerdo con las proyecciones de los precios de mercado y los ajustes a que haya lugar. Dichos precios serán calculados por el Ministerio de Minas y Energía y serán la base para la valoración de las reservas durante el año siguiente...

Como se desprende de la norma transcrita, el ejercicio de valoración de reservas y su respectiva contabilización, es un ejercicio de tipo proyectivo, cuyo cálculo se basa en la cifras correspondientes a (i) reservas probadas del país, las cuales se definen en el mismo Decreto como *“Reservas probadas: Cantidades de hidrocarburos que, de acuerdo con el análisis de la información geológica y de ingeniería, se estiman, con razonable certeza, podrán ser comercialmente recuperadas, a partir de una fecha dada, desde acumulaciones conocidas y bajo las condiciones económicas operacionales y regulaciones gubernamentales existentes. Estas pueden clasificarse en reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas. En general, las acumulaciones de hidrocarburos en cantidades determinadas se consideran reservas probadas a partir de la declaración de comercialidad”* (subraya ajena al texto), (ii) el pronóstico de producción de los campos (que también es un ejercicio de proyección a futuro), y (iii) los precios proyectados de regalías, que también son ejercicios de proyección.

De acuerdo con el Decreto en cita, una vez determinados estos factores, que son probabilísticos y proyectivos, el Contador General de la Nación le da el tratamiento contable que corresponde con el fin de incluir en el Balance General de la Nación una valoración aproximada de los recursos con los cuales, con *razonable certeza*, se estima que tiene la Nación.

2. PARA EL RECAUDO DE REGALÍAS.

El artículo 16 de la Ley 1530 de 2012 establece:

“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”.

Como se desprende con claridad de la norma transcrita, el recaudo de regalías se causa con la explotación efectiva del hidrocarburo, esto es, NO responde a un análisis probabilístico sobre el hidrocarburo existente en el subsuelo sino a la realidad material del hidrocarburo explotado y puesto en superficie para su aprovechamiento. La regalía se estima para efectos macroeconómicos en el subsuelo, pero su recaudo se causa jurídicamente una vez es explotado, generando para la Nación (en cabeza de la ANH) el derecho a recibirlo, bien sea en especie para comercializarlo como lo considere (directamente o a través de terceros), o en dinero, caso en el cual el hidrocarburo es aprovechado por el productor y su valor económico es transferido a la ANH como si fuera una venta. En otras palabras, la recepción de la regalía en dinero o en especie no afecta el derecho sino la mera “forma de pago” del mismo, manteniendo incólume, para el período de tiempo, la contabilización de reservas realizadas con base en la proyección y la cual no se relaciona con el hecho que el recaudo efectivo se realice de una u otra forma.

En consecuencia, no puede afirmarse que la verificación en la realidad del recaudo de la regalía en dinero, modifique la contabilización de reservas en el período determinado.

3. CONCLUSIONES

3.1. La valoración de reservas se basa en un ejercicio de proyección a futuro, con base en análisis de subsuelo y pronósticos de producción y precios que permiten hacer una estimación con base en la cual se realiza un registro contable en el Balance General de la Nación. NO corresponde, en ningún caso, a la determinación exacta de valores de reservas, producción o precios, pues se trata de una valoración EX ANTE la cual, precisamente por ello, debe ser ajustada una vez se verifiquen en la realidad, en un período de tiempo determinado, las variables que la componen, esto es, nuevas auditorías que permitan identificar nuevas incorporaciones y/o variaciones frente a lo

estimado en la oportunidad anterior, verificación de la producción real y precio efectivamente cobrado.

3.2. La valoración de reservas no supone la EXPLOTACION EFECTIVA del recurso hidrocarburífero, asunto que es justamente la CAUSA del recaudo de regalías.

3.3 Así las cosas, no se afecta en el periodo correspondiente la contabilización de reservas por el hecho que las regalías se recauden en especie o en dinero, pues el recaudo en dinero es sólo una variación de la "forma de pago" de la regalía YA CAUSADA, asunto que no altera la existencia del derecho que tiene la Nación a la misma ni la recepción de su valor.

Esperamos de esta manera haber dado respuesta a la inquietud formulada y quedamos atentos a resolver cualquier duda adicional.

Cordialmente,

SANDRA MANRIQUE LOAIZA
Socia

MARIA PAULA JARAMILLO RESTREPO
Especialista