



AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RONDA COLOMBIA 2014

Proyecto de Términos de Referencia

Respuestas a las Preguntas, Observaciones y Sugerencias de los Interesados

Con fecha 24 de febrero de 2014, la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH- publicó en su Página WEB proyecto de Términos de Referencia del Procedimiento Competitivo Abierto de Selección de Contratistas y Asignación de Áreas para Exploración y Producción de Hidrocarburos *Ronda Colombia 2014*, con el fin de recibir observaciones y sugerencias de los interesados y de absolver eventuales preguntas, entre el 24 de febrero y el 24 de marzo de 2014.

El presente documento contiene reseña de las recibidas hasta el 10 de marzo de 2014, y de las respuestas y consideraciones de la Entidad en torno a cada una de ellas, en el orden en que fueron presentadas.

1. Observaciones de Tom De Fauw

- 1.1. *Interacción entre licencias convencionales y no convencionales: ¿Es decir, si un inversionista tiene una licencia convencional pero si aparece que la zona podría tener también un potencial no convencional, tiene la posibilidad de explorar esta parte, y viceversa?*

Respuesta de la ANH:

En primer lugar, procede aclarar que la exploración y explotación de hidrocarburos en áreas del territorio colombiano se lleva a cabo mediante contratos en los que la ANH, responsable de la administración integral de esos recursos de propiedad exclusiva del Estado, concede al contratista el derecho de hacerlo, y no en razón de licencias, que el derecho colombiano concibe como actos unilaterales.



En desarrollo del Procedimiento Competitivo *Ronda Colombia 2014*, la ANH proyecta asignar Áreas prospectivas tanto para Yacimientos Convencionales de Hidrocarburos como No Convencionales, y celebrar con los adjudicatarios Contratos de Exploración y Producción, E&P o de Evaluación Técnica, TEA.

Aquellas Áreas prospectivas para Yacimientos No Convencionales solamente pueden ser asignadas a Proponentes Individuales o Plurales que hayan sido específicamente Habilitados para explorarlas y explotarlas, en razón de su capacidad Económico Financiera y Técnica y Operacional.

Ahora bien: si en ejecución de un Contrato de Exploración y Producción, E&P, sobre un Área prospectiva para Yacimientos No Convencionales, la evaluación realizada o las actividades exploratorias acometidas permiten concluir potencial para Yacimientos Convencionales, como quiera que el Contratista dispone de Habilitación para desarrollar tanto unos como otros, está en el deber de explorar y explotar estos últimos Yacimientos (Convencionales). Para el efecto, dispone de un término máximo de dos (2) años, contados a partir de la fecha en que haya cumplido la obligación de informar a la ANH acerca de la prospectividad del Área para ese Tipo particular de Yacimientos, con el fin de iniciar operaciones de Exploración y, si es del caso, de Evaluación y Desarrollo, con arreglo a los Programas especialmente diseñados para el efecto, aprobados por la ANH. De lo contrario, la Entidad queda facultada para emprender directamente actividades en el Área, en procura de esos Yacimientos Convencionales, o para asignarla a un tercero con ese exclusivo propósito.

Por el contrario, si en ejecución de un Contrato de Evaluación Técnica, TEA o de Exploración y Producción, E&P sobre un Área prospectiva para Yacimientos Convencionales, la evaluación realizada o las actividades exploratorias acometidas, ponen de presente potencial de Yacimientos No Convencionales, el Contratista debe informarlo así a la ANH, pero NO está facultado para explorarlos ni explotarlos, salvo que haya obtenido Habilitación para desarrollar ese Tipo especial de Yacimientos, o que se asocie con un tercero que reúna los requisitos de Capacidad Económico Financiera y Técnica y Operacional para hacerlo. Transcurridos dos (2) años desde la fecha de información a la Entidad, si el Contratista no se ha asociado y/o emprendido operaciones de Exploración y, si es del caso, de Evaluación y Desarrollo, con arreglo a los Programas especialmente diseñados para el efecto, aprobados por la ANH, la Entidad queda también facultada para acometer directamente actividades en el Área, en procura de esos Yacimientos No Convencionales, o para asignarla a un tercero con ese exclusivo propósito.

Sin perjuicio de que todos estos aspectos se desarrollan en detalle en las minutas de



contrato, los temas consultados encuentran respuesta en el Capítulo Tercero, Áreas, numeral 3.2, Clasificación, Sub numeral 3.2.2 Según el Tipo de Yacimiento, del Proyecto de Términos de Referencia.

- 1.2. *Nos gustaría bien entender cuáles serán los incentivos fiscales, royalties, la base imponible, el tramo fiscal y créditos fiscales tanto por el convencional que por el no convencional.*

Respuesta de la ANH

El ordenamiento superior vigente en Colombia NO contempla tratamiento especial ni diferencial en materia fiscal para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Por tanto, NO se prevén incentivos, tramo ni créditos fiscales para estas actividades, ni tratándose de hidrocarburos provenientes de Yacimientos Convencionales como de No Convencionales.

Sí existe, en cambio, un régimen particular de regalías y una diferencia en materia del derecho económico por concepto de "precios altos" a favor de la ANH, según se trate de uno u otro tipo de yacimientos, como se ilustra a continuación:

Regalías

En lo que corresponde a las Regalías, sobre la producción de Hidrocarburos proveniente de Yacimientos No Convencionales se debe liquidar y cancelar el sesenta por ciento (60%) del porcentaje que pesa sobre la producción de Yacimientos Convencionales.

En efecto, el parágrafo primero del artículo 14 de la Ley 1530 de 2012, "*Por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías*"; establece:

"PARÁGRAFO PRIMERO: Con el fin de incentivar la exploración y explotación de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales (gas metano asociado al carbón; gas de esquistos o shale gas; aceite o petróleo de lutitas o más conocido como oil shales o shales oils; arenas bituminosas o tar sands; hidratos de metano y arenas apretadas o tight sands) se aplicará una regalía del sesenta por ciento (60%) del porcentaje de participación de regalías equivalentes a la explotación de crudo convencional." (Subrayado)

Las regalías causadas por concepto de la producción originada en Yacimientos Convencionales, deben ser liquidadas y canceladas por los Contratistas con sujeción a lo



dispuesto en las Leyes 756 de 2002, “por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones” y 1530 de 2012, “por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías”, así como con sujeción a los actos administrativos que corresponde expedir a la ANH para fijar el Precio Base de Liquidación de las Regalías.

Derechos Económicos a favor de la ANH

Respecto de los derechos económicos a favor de la ANH, el Proyecto de Reglamento de Contratación para la Exploración y Explotación de Yacimientos No Convencionales, establece condiciones especiales para el correspondiente a “Precios Altos”, en los siguientes términos:

“51.2. Un **Derecho** por concepto de “**Precios Altos**” sobre la producción de propiedad del **Contratista**, proveniente de los **Yacimientos No Convencionales** de toda el **Área** asignada, es decir, de todos los pozos y campos correspondientes a tales **Yacimientos**, en especie o en dinero, a elección de la **ANH**, en los siguientes casos:

- “Si se trata de Hidrocarburos Líquidos, con excepción de los Extrapesados, a partir del momento en que la producción acumulada de toda el **Área Asignada**, originada exclusivamente de **Yacimientos No Convencionales**, incluidos los volúmenes correspondientes a **Regalías** y aquellos destinados a pruebas, supere los cinco (5) millones de **Barriles**, y el precio del crudo marcador “West Texas Intermediate” (WTI) exceda el **Precio Base Po**, que se establece en los Términos Particulares que desarrollan el presente Acuerdo, y
- “En el caso del **Gas Natural**, transcurridos cinco (5) Años, contados a partir de la fecha de inicio de la producción de todos los **Yacimientos No Convencionales** en el **Área Asignada**, siempre que el precio promedio de venta supere el **Precio Base Po** que se fija también en dichos Términos Particulares.”

El referido Reglamento establece entonces un derecho económico especial por concepto de “Precios Altos”, aplicable exclusivamente a la producción acumulada del Área asignada que se origine en Yacimientos No Convencionales, ya que este mismo derecho económico por concepto de “Precios Altos” respecto de los Hidrocarburos provenientes de Yacimientos Convencionales, está regulado en las minutas de contrato y se rige por una tabla especial de precios que parte de un Precio Base, Po, diferente.



Por su parte, para el caso del Gas Natural, tratándose del originado en Yacimientos No Convencionales, el derecho se causa y debe liquidarse y cancelarse una vez hayan transcurrido cinco (5) años, contados a partir de la fecha de inicio de la producción de este tipo de Yacimientos. Para el proveniente de Yacimientos Convencionales, los cinco (5) años se cuentan desde el inicio de la producción correspondiente a los mismos y cuando el Precio Base, Po haya alcanzado el nivel establecido en dichas minutas de contrato.

En efecto, para la producción derivada de Yacimientos Convencionales, el Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos, E&P, estipula:

"D2. EL CONTRATISTA estará obligado a pagar a LA ANH un Derecho por concepto de "Precios Altos" sobre la producción de su propiedad, en especie o en dinero, a elección de LA ANH, en los siguientes casos:

- a) "En el caso de Hidrocarburos Líquidos, con excepción de los Hidrocarburos Líquidos Extrapesados, a partir del momento en que la producción acumulada del Área Asignada, incluyendo el volumen correspondiente a Regalías y de pruebas, supere los cinco (5) millones de Barriles, y el precio del crudo marcador "West Texas Intermediate" (WTI) supere el Precio Base Po, establecido en la Tabla B, y
- b) "En el caso de Gas Natural, cuando transcurran cinco (5) Años a partir del inicio de la producción de Gas Natural, y el precio promedio de venta de éste supere el Precio Base Po, según la misma tabla B".

De lo expuesto se concluye que el Derecho Económico por concepto de "Precios Altos" difiere según el tipo de Yacimiento donde se origine la producción. Cuando se trate de Yacimientos No Convencionales, se causa, liquida y paga exclusivamente sobre la producción de todos los Yacimientos de este tipo que se encuentren en el Área asignada. Lo mismo ocurre con los hidrocarburos originados en todos los Yacimientos Convencionales ubicados en el Área, para los cuales aplica tabla especial de precios.

A continuación se consignan las reglas aplicables a uno y otro:

Yacimientos No Convencionales

Los **Derechos Económicos** por concepto de "**Precios Altos**" se causan sobre la producción de **Hidrocarburos Líquidos**, salvo los **Extrapesados**, y/o de **Gas Natural**, en ambos casos de propiedad del **Contratista**, proveniente de los **Yacimientos No Convencionales** de toda el **Área Asignada**, es decir, de todos los pozos y campos



correspondientes a tales **Yacimientos**, en especie o en dinero, a elección de la **ANH**, en los siguientes casos:

- Si se trata de **Hidrocarburos Líquidos**, con excepción de los **Extrapesados**, a partir del momento en que la producción acumulada de toda el **Área Asignada**, proveniente de **Yacimientos No Convencionales**, incluidos los volúmenes correspondientes a **Regalías** y aquellos destinados a pruebas, superen los cinco (5) millones de **Barriles**, y el precio del crudo marcador “*West Texas Intermediate*”(WTI) exceda el **Precio Base Po**, y
- En el caso de **Gas Natural**, transcurridos cinco (5) Años contados a partir de la fecha de inicio de la producción proveniente de **Yacimientos No Convencionales**, en toda el **Área** asignada, siempre que el Precio Promedio de Venta supere el **Precio Base Po**.

El valor de los **Derechos Económicos** por concepto de “**Precios Altos**” debe determinarse mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Q = [(P - P_o) / P] \times S$$

Dónde:

Variable	Significado
Q =	Derecho Económico a favor de la ANH
P =	Precio marcador (WTI para Crudo o Precio Promedio de Venta para Gas Natural)
P_o =	Precio Base de Referencia.
S =	Porcentaje de Participación, según la Tabla C

El **Precio Base de Referencia, Po** para **Hidrocarburos Líquidos** asociados a **Yacimientos No Convencionales** es de ochenta y un dólares estadounidenses por Barril (USD 81/B) del año 2012.

El **Precio Base de Referencia, Po** para **Gas Natural** asociado a **Yacimientos No Convencionales** será determinado de acuerdo con la siguiente Tabla:



Gas Natural asociado a Yacimientos No Convencionales producido y destinado tanto al mercado interno como a la exportación, según la distancia en línea recta entre el Punto de Entrega y el Punto de Recibo, expresada en kilómetros	Po (USD/MMBTU) Año 2012
Menor o igual a 500 Km.	7.54
Mayor a 500 Km. y menor o igual a 1.000 Km.	8.79
Mayor a 1.000 Km. o Planta de LNG	10.04

Tabla C - Porcentajes de Participación

Precio WTI (P)	Porcentaje de Participación (S)
$Po \leq P < 2Po$	30%
$2Po \leq P < 3Po$	35%
$3Po \leq P < 4Po$	40%
$4Po \leq P < 5Po$	45%
$5Po \leq P$	50%

Para la aplicación de la fórmula que permita determinar el valor de los **Derechos** por concepto de "**Precios Altos**" se adoptan las siguientes definiciones:

P: Para **Hidrocarburos Líquidos**, es el precio promedio del petróleo crudo marcador "*West Texas Intermediate*" (*WTI*) en Dólares de los Estados Unidos de América por Barril (USD/BI), mientras que para **Gas Natural**, es el Precio Promedio de Venta expresado en Dólares de los Estados Unidos de América por millón de Unidades Térmicas Británicas, BTU (USD/MMBTU), en ambos casos, producidos en ejecución del **Contrato Adicional**, es decir, sobre la producción originada en **Yacimientos No Convencionales**. Estos promedios aplican para el mes calendario correspondiente.

Para **Hidrocarburos Líquidos**, las especificaciones y cotizaciones se publican en medios de reconocido prestigio internacional. En relación con el **Gas Natural**, el **Contratista** debe remitir la información del Precio Promedio de Venta para el mes correspondiente. Sin embargo, para el cálculo del Precio Promedio del **Gas Natural** no deben tomarse en cuenta las transacciones hechas por el **Contratista** con **Beneficiarios Reales** o Controlantes suyos, ni con sociedades vinculadas o relacionadas.

Po: Para **Hidrocarburos Líquidos**, es el **Precio Base** del petróleo crudo marcador, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por Barril (USD/BI), y para



Gas Natural, es el **Precio Promedio de Venta**, expresado en Dólares de los Estados Unidos de América, por millón de Unidades Térmicas Británicas (USD/MMBTU), indicado en la Tabla B, en ambos casos, producidos en ejecución del **Contrato Adicional**, es decir, respecto de la producción originada en **Yacimientos No Convencionales**.

Sobre la producción de **Hidrocarburos Líquidos Extrapesados** no se causan **Derechos** por concepto de "**Precios Altos**".

Para **Gas Natural**, este **Derecho Económico** se causa y debe pagarse a partir del quinto **Año** de iniciada la producción de **Yacimientos No Convencionales** en el **Área Asignada**, circunstancia que ha de constar en la resolución de aprobación expedida por la autoridad competente, en el evento de que el **Precio Promedio de Venta** del producido en ejecución del **Contrato Adicional**, supere el **Precio Base Po**.

No obstante, en caso de que el precio del **Gas Natural** para consumo interno sea regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- o la entidad que la sustituya en el ejercicio de esta función, el **Contratista** no pagará **Derecho Económico** por concepto de "**Precios Altos**" sobre el que se destine para este propósito.

Todos los valores correspondientes a los **Derechos Económicos**, con excepción del **Precio Base Po** que corresponda a un eventual precio regulado del **Gas Natural** para consumo interno, en su caso, se ajustarán anualmente a partir del primero (1º) de enero de cada año, mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Po = Po(n-1) \times [1 + I(n-2)]$$

Dónde:

Variable		Significado
n:	=	Año Calendario que comienza y para el cual se hace el cálculo.
n-1	=	Año Calendario inmediatamente anterior al año que comienza.
n-2	=	Año Calendario inmediatamente anterior al año n-1.
Po	=	Po para el nuevo Año, obtenido como resultado de aplicar la fórmula, aproximado a dos decimales
Po(n-1)	=	Valor de Po del año calendario inmediatamente anterior (n-1).



I(n-2)	=	Variación anual, expresada en fracción, del Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América, publicado por el Departamento del Trabajo de ese país –PPI Finished Goods WPUSOP 3000-, entre el final del año calendario n-2, y el Índice correspondiente al final del año inmediatamente anterior al mismo año n-2, aproximado a cuatro (4) decimales.
--------	---	---

En caso de que el precio del petróleo crudo marcador “*West Texas Intermediate*” pierda su reconocimiento como precio marcador, la **ANH** escogerá el nuevo petróleo crudo marcador por utilizar, y modificará la Tabla con base en el nuevo índice, manteniendo las equivalencias con los valores de Po para el petróleo crudo marcador “*West Texas Intermediate*”.

La **ANH** comunicará por escrito al **Contratista** si el **Derecho Económico** por concepto de “**Precios Altos**” debe pagársele en dinero o en especie. En caso de variar la forma de pago, se notificará así también por escrito, con antelación no inferior a tres (3) meses.

Si la **ANH** elige recibir los **Derechos** por concepto de “**Precios Altos**” en especie, el **Contratista** debe entregar las cantidades correspondientes en el Punto de Entrega.

Yacimientos Convencionales

EL Contratista debe liquidar y pagar a la ANH un Derecho por concepto de “Precios Altos” sobre la producción de su propiedad, en especie o en dinero, a elección de la ANH, en los siguientes casos:

- En el caso de Hidrocarburos Líquidos, con excepción de los Líquidos Extrapesados, a partir del momento en que la producción acumulada de toda el Área Asignada proveniente de Yacimientos Convencionales, es decir, de todos los pozos y campos, incluido el volumen correspondiente a Regalías y de pruebas, exceda los cinco (5) millones de Barriles, y el precio del crudo marcador “West Texas Intermediate” (WTI) supere el Precio Base Po, establecido en la Tabla B, y
- En el caso de Gas Natural, transcurridos cinco (5) Años contados a partir del inicio de la producción de Gas Natural proveniente de Yacimientos Convencionales y el precio promedio de venta de este hidrocarburo supere el Precio Base Po, según la misma tabla B.



El valor de los **Derechos por concepto de Precios Altos** se establecerá mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Q = [(P - P_o) / P] \times S$$

Dónde:

- Q = Derecho Económico a favor de la ANH
- P = Precio marcador (WTI para crudo o precio promedio de venta del Gas Natural)
- P_o = Precio Base de Referencia según la Tabla B
- S = Porcentaje de participación según la Tabla C

TABLA B.- Precios base de Referencia

Gravedad API de Hidrocarburos Líquidos	P_o (USD/BI) (Año 2012)
Mayor de 29° API	32.61
Mayor a 22° API e inferior o igual a 29° API	33.87
Mayor a 15° API e inferior o igual a 22° API	35.14
Descubrimientos localizados a más de 300 mts. de profundidad de agua	40.15
Mayor a 10° API e inferior o igual a 15° API	50.18

Gas Natural asociado a Yacimientos No Convencionales producido y destinado tanto al mercado interno como a la exportación, según la distancia en línea recta entre el Punto de Entrega y el Punto de Recibo, expresada en kilómetros	P_o (USD/MMBTU) Año 2012
Menor o igual a 500 km	7.54
Mayor a 500 y menor o igual a 1000 km	8.79
Mayor a 1000 km o planta de LNG	10.04

TABLA C.- Porcentajes de Participación

Precio WTI (P)	Porcentaje de participación (S)
P _o ≤ P < 2P _o	30%
2P _o ≤ P < 3P _o	35%
3P _o ≤ P < 4P _o	40%
4P _o ≤ P < 5P _o	45%
5P _o ≤ P	50%

Para efectos de la aplicación de la fórmula precedente aplican las siguientes definiciones:



P: Para Hidrocarburos Líquidos, es el precio promedio del petróleo crudo marcador “West Texas Intermediate” (WTI) en Dólares de los Estados Unidos de América por Barril (USD/BI), y para Gas Natural es el precio promedio de venta del Gas Natural producido en la ejecución del Contrato, expresado en Dólares de los Estados Unidos de América por millón de Unidad Térmica Británica BTU (USD/MMBTU). Estos promedios son para el Mes calendario correspondiente. Para Hidrocarburos Líquidos, las especificaciones y cotizaciones se publican en medios de reconocido prestigio internacional. En relación con el Gas Natural, el Contratista debe remitir la información del precio promedio de venta del Gas Natural para el mes correspondiente. Para el cálculo del precio promedio del Gas Natural no se toman en cuenta las transacciones hechas por el Contratista con su Beneficiario Real o Controlante o con sociedades vinculadas o relacionadas.

Po: Para Hidrocarburos Líquidos es el precio base del petróleo crudo marcador, expresado en dólares de los Estados Unidos de América por Barril (USD/BI), y para Gas Natural es el precio promedio de venta del Gas Natural producido en la ejecución del Contrato, en Dólares de los Estados Unidos de América, por millón de Unidad Térmica Británica (USD/MMBTU), indicado en la Tabla B.

Por concepto de la producción de Hidrocarburos Líquidos Extrapesados, el Contratista no está obligado a liquidar ni a pagar a la ANH Derecho Económico por concepto de Precios Altos.

Para **Gas Natural:** Este Derecho Económico se liquida y paga a partir del quinto (5º) Año de iniciada la producción en el área asignada, conforme a la resolución de aprobación expedida por autoridad competente, y siempre que se cumpla una de las siguientes condiciones:

- Para el **Gas Natural** que se destine a la exportación: Se causa en el evento de que el precio promedio de venta del **Gas Natural** producido en ejecución del Contrato supere el Precio Base Po.
- Para el **Gas Natural** que sea destinado al consumo interno: Se causa en el evento de que el precio promedio de venta del Gas Natural producido en la ejecución del Contrato supere el Precio Base Po. Por el contrario, en caso de que su precio sea regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG – o la entidad que la sustituya, el



- Contratista no está obligado a liquidar ni a pagar a la ANH Derecho por concepto de **"Precios Altos"**.

Los valores correspondientes a los Derechos Económicos, con excepción del Precio Base Po que corresponda al precio regulado del gas para consumo doméstico, se ajustarán anualmente, a partir del primero (1º) de enero de cada Año, según la siguiente fórmula:

$$Po = Po(n-1) \times (1 + I(n-2))$$

Dónde:

- n: Año Calendario que comienza y para el cual se hace el cálculo.
- n-1: Año Calendario inmediatamente anterior al año que comienza.
- n-2: Año Calendario inmediatamente anterior al año n-1.
- Po: Precio Base, Po que ha de regir para el nuevo Año, como resultado de la aplicación de la fórmula, aproximando a dos decimales.
- Po(n-1): Valor de Precio Base, Po del Año Calendario inmediatamente anterior (n-1).
- I(n-2): Variación anual, expresada en fracción, del Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América, publicado por el Departamento del Trabajo de ese país, -PPI Finished Goods WPUSOP 3000- entre el final del Año Calendario n-2, y el Índice correspondiente al final del año inmediatamente anterior al mismo año n-2, aproximado a cuatro (4) decimales.

La actualización se realizará en el mes de diciembre de cada Año y se aplicará al Año inmediatamente siguiente.

En caso de que el precio del petróleo crudo marcador "*West Texas Intermediate*" pierda reconocimiento como precio marcador, la ANH escogerá el nuevo petróleo crudo marcador que será empleado para la aplicación del Derecho Económico por concepto de Precios Altos, y modificará la Tabla con base en el nuevo Índice, pero mantendrá las equivalencias con los valores de Po para el petróleo crudo marcador "*West Texas Intermediate*".

La ANH comunicará por escrito al Contratista la forma de pago de este derecho, en dinero o en especie. Si desea modificarla, debe anunciarlo por escrito al Contratista con antelación no menor de tres (3) Meses.



Si opta por recibirlo en especie, el Contratista debe entregar la producción en el Punto de Entrega.

2. **Mansarovar Energy** (Juan Carlos Botero)

- 2.1. *Revisando el borrador de los términos de referencia veo que las condiciones para la habilitación económica y financiera cambiaron. Los nuevos indicadores no son descritos a detalle, y su fórmula de cálculo parece estar únicamente en los formatos anexos (7, 8 y 9). Por este motivo es importante la pronta presentación de dichos anexos en la página WEB.*

Consideraciones de la ANH:

Los Anexos 7, 8 y 9 correspondientes a la acreditación de los requisitos de Capacidad Económico Financiera, proyectan publicarse oficialmente con las minutas de contrato. No obstante, para ilustración de los interesados se consignan a continuación:



PATRIMONIO NETO RESIDUAL	Formato XXX
---------------------------------	------------------------

BALANCE GENERAL DEL PARTICIPANTE			
Cifras en dólares americanos	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3 (*)
ACTIVO			
Caja y Bancos			
Inversiones Temporales			
Gastos Pagados por Anticipado			
Otros Activos Corrientes (menos) Gastos de Exploración Capitalizados			
TOTAL ACTIVO CORRIENTE			
Inversiones Permanentes			
Propiedad Planta y Equipo			
Otros Activos no Corrientes (menos) Valorizaciones, Goodwill, Crédito Mercantil e Intangibles (menos) Gastos de Exploración Capitalizados			
TOTAL ACTIVO AJUSTADO			
PASIVO			
Obligaciones Financieras			
Proveedores			
Gastos Acumulados por Pagar			
Otros Pasivos de Corto Plazo			
TOTAL PASIVO CORRIENTE			
Obligaciones financieras de Largo Plazo			
Otros Pasivos de Largo Plazo			
TOTAL PASIVO AJUSTADO			



PATRIMONIO NETO RESIDUAL		Formato XXX		
BALANCE GENERAL DEL PROponente				
Cifras en dólares americanos				
PATRIMONIO				
Capital Pagado				
Utilidades Retenidas				
Otras Cuentas Patrimoniales (menos) Ajustes Activo				
TOTAL PATRIMONIO NETO				
TOTAL PASIVO + PATRIMONIO				
Porcentaje de Participación	<input style="width: 50px;" type="text" value="X%"/>			
PATRIMONIO NETO AJUSTADO POR % PARTICIPACIÓN				
Promedio Patrimonio Neto Ajustado por Participación Últimos tres (3) años (**)				
(-) Compromisos de Inversión por realizar en Contratos celebrados con la ANH				
TOTAL PATRIMONIO NETO RESIDUAL				
Nombres y Firmas				
_____		_____		
Representante Legal		Revisor Fiscal/Auditor Externo		
Nombre:				
C.C.				

(*) El Año 3 corresponde al último Ejercicio anual.

(**) En caso de tener menos de tres años de constituido, se toma el promedio de los años disponibles.



CAPACIDAD DE ENDEUDAMIENTO		Formato XXX
Cifras en dólares americanos		AÑO 3 (*)
Obligaciones financieras de corto plazo		
(+) Obligaciones financieras de largo plazo		
(-) Caja del período		
Total Deuda neta		
Utilidad operacional (EBIT)		
(+) Depreciaciones		
(+) Amortizaciones		
(+) Otras partidas no efectivas de dinero		
EBITDA		
Deuda neta / EBITDA		
Nombres y Firmas		
_____ Representante Legal		_____ Revisor Fiscal/Auditor Externo
Nombre: C.C.		

(*) El Año 3 corresponde al último ejercicio anual



COBERTURA DEL SERVICIO DE LA DEUDA		Formato XXX
Cifras en dólares americanos		AÑO 3 (*)
Utilidad Operacional		
(+) Depreciaciones		
(+) Amortizaciones		
(+) Otras partidas no efectivas de dinero		
EBITDA		
Gasto de intereses de obligaciones financieras		
(+) Amortización de obligaciones financieras		
Servicio de la deuda		
EBITDA / Servicio de la deuda		
Nombres y Firmas		
_____	_____	
Representante Legal	Revisor Fiscal/Auditor Externo	
Nombre:		
C.C.		

(*) El Año 3 corresponde al último ejercicio anual



	Formato XXX
CAPACIDAD ECONÓMICO FINANCIERA	
Cifras en dólares americanos	AÑO 3(*)
Patrimonio Neto Residual * 50%	<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>
(=) Puntaje Patrimonio Neto Residual	<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>
Deuda neta / EBITDA * 25%	<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>
* Patrimonio Neto Residual	<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>
* Rango de Endeudamiento	<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>
(=) Puntaje Capacidad de Endeudamiento	<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>
EBITDA / Servicio de la Deuda * 25%	<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>
* Patrimonio Neto Residual	<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>
* Rango del Servicio de la Deuda	<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>
(=) Puntaje Cobertura del Servicio de la Deuda	<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>
Puntaje Patrimonio Neto Residual	<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>
(+) Puntaje Capacidad de Endeudamiento	<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>
(+) Puntaje Cobertura del Servicio de la Deuda	<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>
(=) Capacidad Económico Financiera	<input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>
Nombres y Firmas	
Representante Legal	Revisor Fiscal/Auditor Externo
Nombre:	
C.C.	

(*) El Año 3 corresponde al último ejercicio anual



3. **Asesoría y Consultoría AE**

- 3.1. *En la actualidad se está dando inicio al proceso de promoción de la Ronda Colombia 2014, la cual tiene como finalidad la asignación de áreas o bloques de interés para llevar a cabo en ellos, la exploración y explotación de hidrocarburos y seguramente de gas metano asociado al Carbón.*

No obstante lo anterior, en reciente fallo del Consejo de Estado - Sección Cuarta - y en el que se pronunció sobre la actividad minera, la corporación puso de presente la necesidad de adelantar procesos de consulta previa con anterioridad a la adjudicación de bloques para exploración y explotación de minerales.

Para ello transcribo algunos apartes del citado fallo:

"Para la Sala, la medida que afectará directamente a los grupos étnicos del Chocó es la adjudicación de los bloques mineros en sus territorios, pues a partir de ese momento el adjudicatario quedará habilitado para emprender labores de exploración minera, actividad que, aunque no genera impactos tan graves como los que se derivan de la explotación, implicará como mínimo la presencia permanente de personas ajenas a esas comunidades.

"Es claro, entonces, que la consulta previa deberá surtirse antes del proceso contractual —previsto en las resoluciones Nos. 18 0241 y 0045 de 2012—, en el que se adjudicarán los bloques que hacen parte de las áreas estratégicas mineras del departamento de Chocó, pues si bien el amparo del derecho fundamental a la consulta previa no es procedente frente a los actos administrativos aquí cuestionados, lo cierto es que la adjudicación de los bloques mineros sí es una medida administrativa que puede llegar a afectar la identidad cultural y la subsistencia de las comunidades étnicas de ese departamento."

En este orden de ideas, y como quiera que el fundamento podría llegar a ser el mismo para el sector de hidrocarburos, me permito solicitar conocer cuál es la posición de la entidad sobre el particular, es decir, si considera o no que se ha de requerir un proceso de consulta con anterioridad a la adjudicación de los bloques para explorar y explotar hidrocarburos.

Consideraciones de la ANH:



En primer lugar, resulta procedente aclarar que en la *Ronda Colombia 2014* NO se ofrecerán Áreas para la exploración y producción de Gas Metano asociado a Mantos de Carbón (CBM), debido a que el Ministerio de Minas y Energía prepara en la actualidad un reglamento técnico para normar esas actividades. En consecuencia, la Entidad realizará Procedimiento de Selección de Contratistas independiente para asignar Áreas Libres prospectivas para este tipo de Yacimiento No Convencional, una vez se haya expedido el referido Reglamento.

Para el caso de los hidrocarburos rigen normas especiales que disponen la oportunidad y la forma de llevar a cabo las consultas previas, siempre que exista presencia de comunidades étnicas en el territorio del área asignada.

En efecto, mediante Directiva Presidencial No. 10 del 7 de noviembre de 2013, se expidió la "*Guía para la Realización de Consulta Previa*", cuyo texto establece los parámetros que deben cumplir las distintas entidades del Estado y los particulares para determinar la presencia o no de comunidades étnicas en el área de influencia de futuros proyectos de infraestructura, de generación y transmisión de energía, y de exploración y explotación de hidrocarburos.

En cumplimiento del deber legal de garantizar los derechos de las comunidades étnicas y la efectiva realización de Consulta Previa como mecanismo para su protección, esta Directiva determina el procedimiento que debe surtir ante la Dirección de Consulta Previa del Ministerio del Interior en orden a que esta unidad determine si en el área consultada existe o no presencia de comunidades étnicas.

La Directiva No. 10 de 2013, establece:

"Paso 1: Estudio de la solicitud de certificación de presencia o no de comunidades étnicas: Recepción y análisis del contenido de la solicitud de certificación.

"Las certificaciones deben solicitarse, según el sector, en los siguientes momentos:

- a. Hidrocarburos - La Agencia Nacional de Hidrocarburos y/o el titular del contrato, solicitará la certificación una vez se hayan adjudicado y suscrito los contratos de las áreas hidrocarburíferas ofrecidas en los procesos competitivos o de asignación directa."

Como puede apreciarse, es una vez asignada el área y suscrito el Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos, E&P o de Evaluación Técnica, que la Agencia Nacional de



Hidrocarburos y/o el titular del Contrato deben formular la correspondiente solicitud ante la Dirección de Consulta Previa del Ministerio del Interior, para determinar la presencia de comunidades étnicas.

Conviene poner de presente, además, que el numeral 8.9 de los Términos de Referencia del Procedimiento Competitivo *Ronda Colombia 2014* establece una fase previa al inicio de las actividades de exploración pactadas, denominada Fase 0, en los siguientes términos:

“En aquellas **Áreas** en las que se tenga información sobre la presencia de comunidades o grupos étnicos o en las que puedan presentarse, los **Contratos** resultado de la “*Ronda Colombia 2014*” incluirán una **Fase 0**, durante la cual el **Contratista** se compromete a realizar los trámites de verificación y certificación de tal presencia en el área influencia de las actividades exploratorias de la **Primera Fase** y a llevar a cabo las respectivas Consultas Previas. En estos eventos, la ejecución de las prestaciones, obligaciones y compromisos contractuales, supeditados o que dependan de la culminación de dichos trámites, quedarán suspendidas y condicionadas a la satisfacción efectiva de verificación, certificación y consulta.

“Dentro de los primeros sesenta (60) días calendario contados a partir de la suscripción del correspondiente **Contrato**, el **Contratista** debe iniciar los trámites de Consulta Previa ante el Ministerio del Interior. En caso contrario, o de no actuar éste diligentemente, la **ANH** procederá a terminar unilateralmente el **Contrato**.

La **Fase 0** tendrá una duración máxima de un (1) año, prorrogable por tres (3) meses más, previa autorización expresa y escrita de la **ANH** y terminará culminado el procedimiento de Consulta Previa o vencido el plazo original o su extensión.

Durante esta **Fase 0** no se generarán derechos económicos a favor de la **ANH**.

De no existir comunidades o grupos étnicos en el **Área** objeto del **Contrato**, su ejecución se iniciará con la **Primera Fase**, y se tomará como Fecha Efectiva el día calendario inmediatamente siguiente a la fecha de suscripción del mismo”.

Los Términos de Referencia precisan también que el Contratista debe iniciar los trámites de Consulta Previa ante el Ministerio del Interior, y que el incumplimiento de esta obligación se constituye en causal de terminación unilateral del Contrato.