

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 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 explotaras, 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 Reglamento de Contratación para la Exploración y Explotación de Yacimientos No Convencionales, adoptado por el Consejo Directivo mediante Acuerdo No. 3 del 26 de marzo de 2014, 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)
Po	= 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.

Variable		Significado
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.

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.

No obstante, en los Términos de Referencia Definitivos, la ANH proyecta introducir ajustes aprobados por el Consejo Directivo en la Cláusula de "Precios Altos", consistentes en modificar el volumen de Hidrocarburos producidos, así como el Precio Base, Po, a partir de los cuales se causa este Derecho Económico para los provenientes de Yacimientos Convencionales Costa Afuera u "Offshore" en aguas profundas y ultrafondas.

2. Observaciones de Mansarovar Energy

- 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	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

CAPACIDAD ECONÓMICO FINANCIERA		Formato XXX
Cifras en dólares americanos		AÑO 3(*)
Patrimonio Neto Residual * 50%		
(=) Puntaje Patrimonio Neto Residual		
Deuda neta / EBITDA * 25%		
* Patrimonio Neto Residual		
* Rango de Endeudamiento		
(=) Puntaje Capacidad de Endeudamiento		
EBITDA / Servicio de la Deuda * 25%		
* Patrimonio Neto Residual		
* Rango del Servicio de la Deuda		
(=) Puntaje Cobertura del Servicio de la Deuda		
Puntaje Patrimonio Neto Residual		
(+) Puntaje Capacidad de Endeudamiento		
(+) Puntaje Cobertura del Servicio de la Deuda		
(=) Capacidad Económico Financiera		
Nombres y Firmas		
_____	_____	
Representante Legal	Revisor Fiscal/Auditor Externo	
Nombre:		
C.C.		

(*) El Año 3 corresponde al último ejercicio anual

3. **Observaciones de 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 instrumento para su protección, esta Directiva determina el procedimiento que debe surtirse ante la Dirección de Consulta Previa del Ministerio del Interior, en orden a que esta dependencia 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, solicitarán 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, asignada el Área y suscrito el Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos, E&P o de Evaluación Técnica, TEA, el titular del Contrato debe formular la correspondiente solicitud ante la Dirección de Consulta Previa del Ministerio del Interior, en orden a 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 es causal de terminación unilateral del Contrato.

Por su parte, la Minuta de Contrato de Exploración y Producción, E&P estipula al respecto:

“Cláusula 2.- Términos y Expresiones Definidos

“(…)

“**Fase 0**: Período comprendido entre la fecha de suscripción del presente Contrato y la Fecha Efectiva, durante el cual el o los **Contratistas** debe(n) adelantar los trámites de verificación y certificación de presencia de comunidades o grupos étnicos en el área de influencia de las actividades exploratorias de la Primera Fase, así como llevar a cabo la o las consultas previas a que haya lugar, en colaboración con el Ministerio del Interior, cuando ello sea requerido por el ordenamiento superior.

“(…)

“CLÁUSULA 6.- Término de Vigencia, Plazo de Ejecución, y Períodos:

“6.3.1 **Fase 0**: Tiene duración de un (1) Año, contado a partir de la fecha de suscripción este Contrato, prorrogable hasta por seis (6) Meses más, según se establece en seguida:

“6.3.1.1 **Prórroga del Período de Fase 0**: El o los **Contratista(s)** puede(n) solicitar a la **ANH** autorizar la prórroga de la Fase 0, mediante petición escrita debidamente motivada con las razones que la justifiquen. Corresponde a la Entidad analizar la procedencia de otorgar la extensión solicitada, siempre que se cumplan las siguientes condiciones concurrentes:

- a) Que la solicitud sea presentada con antelación superior a los últimos treinta (30) Días Calendario o comunes respecto de aquel en que tenga lugar el vencimiento del Período de Fase 0.
- b) Que el o los **Contratista(s)** demuestre(n) haber actuado oportuna y diligentemente en procura de satisfacer oportuna, eficaz y eficientemente las obligaciones de su cargo, inherentes a la Fase 0.

c) Que, con fundamento en tal demostración, la **ANH** valore como necesaria y conveniente la extensión solicitada.

“Además, la Entidad dispone de facultades para otorgar prórrogas adicionales a la de seis (6) Meses, siempre que se encuentren en ejecución consultas previas y existan elementos razonables, a su juicio, para estimar que el desarrollo y el cabal cumplimiento de las mismas tomará más tiempo del correspondiente a la Fase 0, o a su extensión.

“6.3.1.2 **Obligaciones a cargo del o de los Contratista(s) en la Fase 0:**

- ✓ Iniciar, dentro de los primeros sesenta (60) Días Calendario o comunes, contados a partir de la suscripción del presente Contrato, todos los trámites de verificación y certificación acerca de la posible presencia de grupos o comunidades étnicas en la zona de interés para el desarrollo de las actividades de Exploración, en forma previa al inicio de cualquiera de ellas.
- ✓ En caso afirmativo, emprender las actividades y los trabajos inherentes a la realización de la o las Consultas Previas a que haya lugar, con el lleno de todos los requisitos establecidos en el ordenamiento superior para el efecto.

“Durante la Fase 0 NO se generan los Derechos Económicos a favor de la **ANH**, de que trata el Capítulo VII.

“El o los **Contratistas** reconoce(n) que el tiempo es factor esencial para la ejecución del Contrato y para los intereses de la Entidad. En consecuencia, es (son) responsable(s) de impulsar diligentemente y con profesionalidad el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de las obligaciones de su resorte durante la Fase 0.

“6.3.1.3 **Terminación de la Fase 0:** Son causales de terminación de la misma: (i) cuando conforme al régimen jurídico aplicable, se concluya que NO es necesario adelantar consulta previa alguna, o, (ii) una vez satisfechos todos los requisitos legales de verificación y certificación acerca de la presencia de grupos o comunidades étnicas y, en su caso, surtida la o las correspondientes consultas previas con el lleno de las formalidades inherentes a las mismas, siempre que se hayan realizado dentro del plazo de la Fase 0 o de su o sus prórrogas.

“Corresponde al o a los **Contratistas** informar por escrito a la **ANH** acerca del cumplimiento de las obligaciones inherentes a la Fase 0, y de someterle los soportes correspondientes.

“6.3.1.4 **Efectos de la Terminación de la Fase 0:** Es determinante de la Fecha Efectiva del Contrato, que será el Día siguiente a aquel en que se radique en la Entidad el escrito que dé cuenta del cumplimiento de las obligaciones y compromisos de la Fase 0, y la **ANH** las encuentre satisfechas a cabalidad, para cuya constancia debe emitir al o a los **Contratistas** certificación acerca de la Fecha Efectiva, dentro de los quince (15) Días Hábiles siguientes.

“Si por alguna razón vence el plazo de la Fase 0 o de sus prórrogas, sin que se hayan satisfecho las obligaciones inherentes a la misma; obtenido las autorizaciones requeridas o surtidos los trámites legales para iniciar el Período de Exploración, se entiende que el Contrato termina por cumplimiento de esta precisa condición resolutoria, y el Área Asignada será considerada como Área Disponible para todos los efectos.

“6.3.1.5 Toda la información obtenida por el o los **Contratistas** en ejecución de las actividades propias de la Fase 0, debe ser entregada a la **ANH**, dentro de los treinta (30) Días Calendario o comunes siguientes a su terminación.

"6.3.1.6 La Certificación de la **ANH** acerca de la Fecha Efectiva, **NO** puede ser interpretada como liberación de responsabilidad por concepto del cumplimiento de las obligaciones a cargo del o de los **Contratistas**, en cuanto corresponde a la certificación sobre la existencia o no de grupos o comunidades étnicos, ni respecto de sus deberes en materia de la ejecución de la o las consultas previas.

Tampoco se tendrá como culminación del ejercicio de las atribuciones asignadas por el ordenamiento jurídico a las autoridades estatales competentes en estas materias.

"En el evento de que alguna o algunas de las Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos dentro del Área Asignada, afecte a grupos o comunidades étnicos cuya existencia haya sido certificada por la autoridad competente, la **ANH** evaluará la procedencia de otorgar un plazo adicional destinado al cumplimiento de las actividades correspondientes a la Fase en ejecución. La extensión respectiva procede siempre que el o los Contratistas hayan llevado a cabo en forma oportuna y diligente las actividades inherentes al desarrollo de la o las correspondientes consultas previas.

"6.3.1.7 De proceder la terminación del presente Contrato, por no haber el o los **Contratistas** obtenido las autorizaciones requeridas para el inicio del Período de Exploración, por causas no imputables a su responsabilidad y diligencia, **NO** se causará la obligación de pagar todo o aquella parte de la inversión correspondiente al desarrollo de las actividades del Programa Exploratorio Mínimo, ni del Adicional, que no hayan podido ejecutarse."

4.- Observaciones de la Asociación Colombiana de Petróleo -ACP-

- 4.1 *Proponemos adelantar la publicación de los Anexos y tablas de precios unitarios antes de que se expidan los términos definitivos de la Ronda 2014. Ello permitirá a las compañías analizar de manera integral las condiciones de la Ronda 2014, especialmente las referentes a la Habilitación de los participantes, y a la preparación de las ofertas según la tabla de precios.*

El cronograma de esta Ronda está bastante ajustado y mientras más tiempo tome la publicación de estos anexos, las compañías tendrán menos plazo para oportunamente analizar los requerimientos, resolver inquietudes y conseguirla información /documentación, dentro y fuera del país, que allí se solicitará.

Consideraciones de la ANH

La elaboración de los Anexos a los Términos de Referencia comporta un trabajo dispendioso y la coordinación de labores entre distintas unidades y dependencias, tanto de la ANH como de otras Entidades.

Realizadas las labores correspondientes y consultado el Consejo Directivo, junto con las respuestas a las observaciones y sugerencias de los interesados, que son muy numerosas, se proyecta publicar el texto definitivo de Términos y Anexos, incluidas las minutas de contrato E&P y TEA, al tiempo que ajustar el Cronograma, con el fin de que todos ellos

dispongan de tiempo suficiente para su examen y para preparar los documentos de Habilitación, así como sus Propuestas.

Los Anexos más importantes, constituidos por las Minutas de Contrato, ya fueron publicados y se estudian las observaciones formuladas en torno a los mismos para disponer de las versiones finales.

4.2 *1.35. Derechos sobre la Producción del Contratista: se sugiere especificar a qué derecho y a favor de quién se refiere el "X", al derecho de producción que se causa con la prórroga del periodo de explotación que se define en el contrato? A ambos?, pues en el numeral 1.43. se define el "X" de producción.*

Consideraciones de la ANH:

Conforme al Numeral 1.35 del Capítulo Primero sobre Definiciones, los **Derechos sobre la Producción del Contratista** corresponden a aquella retribución en dinero o en especie a cargo de aquel, calculada sobre cada unidad de la producción de su propiedad, pagadera como se estipula en el respectivo negocio jurídico.

Son equivalentes al Derecho Económico por concepto del Uso del Subsuelo, pero sobre aquellas Áreas o porciones de Áreas asignadas en -Evaluación y/o en Producción, en las que exista Producción de Hidrocarburos, de manera que NO se liquida sobre la superficie de aquellas, sino sobre dicha Producción de propiedad del o de los Contratistas.

NO se trata por tanto de la Participación en la Producción (X%), que los Proponentes deben ofrecer y los Contratistas se comprometen a reconocer y pagar en favor a la ANH, sobre la Producción de Hidrocarburos de su propiedad y que constituye Factor Primario o Secundario de Adjudicación.

Son pues conceptos distintos, como se ilustra en los siguientes apartes de Términos de Referencia y de la Minuta de Contrato E&P.

En cuanto a la Minuta de Contrato TEA, debe consultar su texto en la Página WEB de la Entidad.

Términos de Referencia

"CAPÍTULO PRIMERO DEFINICIONES

"Además de las adoptadas por la ley, los Acuerdos 4 de 2012 y 3 de 2014, del Consejo Directivo de la **ANH**, y por el Ministerio de Minas y Energía en la Resolución No. 18 0742 del 16 de mayo de 2012 o en la que la sustituya en cumplimiento del Decreto 3004 de

2013, para los efectos del presente **Procedimiento de Selección** y de la actuación contractual correspondiente, los términos que se relacionan a continuación tienen el significado que allí se consigna:

1.9 **Derechos Económicos:** Retribuciones en dinero o en especie a cargo de los **Contratistas** por los diferentes conceptos establecidos en el ordenamiento superior y pactados en los respectivos **Contratos**.

1.10 “(...)

1.11 **Derechos por Uso del Subsuelo:** Retribución periódica en dinero a cargo de los **Contratistas**, como compensación por concepto del derecho exclusivo a utilizar el subsuelo del **Área** asignada, cuyos montos y oportunidades de pago se estipulan en el correspondiente negocio jurídico, con arreglo al ordenamiento superior.

1.12 “(...)

1.13 **Derechos sobre la Producción del Contratista:** Retribución en dinero o en especie a cargo de los **Contratistas**, calculada sobre cada unidad de la producción de su propiedad, pagadera como se estipula en el respectivo negocio jurídico.

“(...)

1.43 **Participación en la Producción (X%):** Porcentaje de la producción neta igual o mayor a uno (1), que los **Proponentes** ofrecen a la **ANH** como retribución por el otorgamiento del **Contrato**, y que, suscrito éste, se obligan a reconocer y pagar, en dinero o en especie, íntegra y oportunamente, expresado en cifra porcentual y correspondiente a barriles equivalentes de aceite (BOE), con arreglo al ordenamiento superior y al respectivo negocio jurídico. Debe ser siempre a un número entero, de manera que no se admiten fracciones. De presentarse, la ANH aproximará el monto al número entero inmediatamente superior. Formato Anexo No. 14.

Minuta de Contrato E&P

“CAPÍTULO I

“DEFINICIONES

“Cláusula 1.- Introducción:

“Para efectos de la interpretación, ejecución, terminación y liquidación de este Contrato y de sus Anexos, los términos y las expresiones que se consignan con mayúscula inicial en su texto, tienen el significado que a cada uno se asigna en esta estipulación, sin perjuicio de la definición consignada en el artículo 2 de la Ley 97 de 1993 sobre Descubrimiento; de las contenidas en los Acuerdos 4 de 4 de mayo de 2012 y 3 de 26 de marzo de 2014, del Consejo Directivo, en las resoluciones 18 1495 de 2009 y 18 0742 de 2012, del Ministerio de Minas y Energía, o en las disposiciones que los modifiquen, adicionen o sustituyan.

“Cláusula 2.- Términos y Expresiones Definidos:

“A continuación se relacionan los términos y las expresiones materia de definición y su correspondiente concepto:

“(...)

“**Derechos Económicos:** Retribuciones en dinero o en especie a cargo del o de los **Contratistas** y a favor de la **ANH**, por los diferentes conceptos establecidos en el

ordenamiento superior, en los Acuerdos 4 de 2012 y 3 de 2014, así como en este Contrato.

“Derechos por concepto del Uso del Subsuelo: Retribución periódica en dinero a cargo del o de los **Contratistas**, como compensación por concepto del derecho exclusivo a utilizar el subsuelo del Área Asignada para la Evaluación, Exploración, Desarrollo y Producción de los Hidrocarburos provenientes de **Yacimientos Convencionales** y/o **No Convencionales** objeto del presente Contrato, según el Alcance del mismo, cuyos montos y oportunidades de pago se estipulan en el Numeral 29.1 de la Cláusula 29, con arreglo al ordenamiento superior y al presente Contrato.

“(…)

“Derechos de Participación en la Producción: Retribución en dinero a cargo del o de los **Contratistas**, ofrecida por éste o estos en su Propuesta y calculada sobre cada unidad de la producción de su propiedad, pagadera como se estipula en el Numeral 29.3 de la Cláusula 29 y en el Ordinal D.3 del Anexo D, también con arreglo al ordenamiento superior.

“En casos de producción de Hidrocarburos provenientes de **Yacimientos No Convencionales** en el Área asignada originalmente para **Yacimientos Convencionales**, esta participación corresponderá a la ofrecida por el **Contratista** para el caso eventual de desarrollar **Yacimientos No Convencionales** en aquella.

“Y si el Área fue originalmente asignada para **Yacimientos No Convencionales**, la **Participación en la Producción** para el caso eventual de desarrollarse **Yacimientos Convencionales** en ella, ha de corresponder también a la ofrecida por el **Contratista** para los Hidrocarburos provenientes de este último Tipo de Yacimientos.

“En todos los casos debe corresponder a un porcentaje de la producción neta, igual o mayor a uno (1), que el **Contratista** se obliga a reconocer y pagar a la **ANH**, en dinero o en especie, íntegra y oportunamente, expresado en cifra porcentual y correspondiente a barriles equivalentes de aceite (BOE), con arreglo al ordenamiento superior y al respectivo negocio jurídico. Debe ser siempre a un número entero, de manera que no se admiten fracciones. De presentarse, la **ANH** aproximará el monto al número entero inmediatamente superior.

“(…)

“CAPÍTULO VII

“DERECHOS CONTRACTUALES DE LA ANH

“Cláusula 29.- Derechos Económicos: Por concepto de la asignación del Área materia de Contrato y de los derechos que se otorgan al o a los **Contratistas** con motivo de su celebración, se causan los siguientes derechos:

“29.1 Por concepto del Uso del Subsuelo: Por cada Fase, inclusive por la prórroga de las mismas, o por el tiempo proporcional de duración de cada una, el uso del subsuelo por el o los **Contratista(s)** causa a favor de la **ANH** y a cargo de aquel o aquellos, un Derecho Económico que se calcula sobre la superficie del Área Asignada o Remanente, siempre que NO exista Producción, o sobre esta última, de haberla, como se consigna a continuación:

“29.1.1 En Áreas Asignadas en Exploración: Por cada Fase, hay lugar al reconocimiento y pago de un derecho por unidad de superficie, nominado en dólares de los Estados Unidos de América, según lo establecido en el Numeral D.1 del Anexo D. Su

cancelación ha de tener lugar dentro del Mes siguiente a la fecha en que tenga lugar el inicio de cada Fase.

29.1.2 En Áreas Asignadas en Evaluación con Producción y/o Asignadas en Producción: Reconocimiento y pago efectivo de un derecho por unidad de Producción de propiedad del o de los **Contratistas**, cuyo monto, nominado en dólares de los Estados Unidos de América, se determina en el mismo Numeral D.1 del Anexo D. Debe tener lugar por semestre calendario vencido, dentro del primer Mes del semestre siguiente.

"La producción de Gas Natural destinada a las operaciones de reinyección o de otros procesos industriales directamente relacionados con la Producción del mismo Yacimiento del cual se extrae, no causa Derechos sobre la Producción del o de los **Contratistas** a que se refiere el presente Numeral 29.1.2.

"Los Derechos Económicos por concepto del Uso del Subsuelo en Áreas asignadas en Exploración y en Evaluación, sin que exista Producción, tanto respecto de **Yacimientos Convencionales** como de **No Convencionales**, deben liquidarse y cancelarse anualmente, sobre la superficie remanente materia del Contrato. Si se trata de **Contratista(s)** distintos, se distribuirá entre ellos en las proporciones que los mismos acuerden, y, a falta de consenso, en partes iguales.

No obstante, si en la superficie remanente existen Áreas en Exploración y/o en Evaluación con Producción y/o en Producción, los Derechos Económicos por concepto del Uso del Subsuelo deben liquidarse y pagarse anualmente sobre dicha superficie y sobre la correspondiente Producción, según corresponda a cada una. Si se trata de **Contratistas** distintos, cada uno es responsable de liquidar y cancelar el correspondiente al Área en Exploración, y/o en Evaluación con Producción y/o en Producción, bajo su respectiva responsabilidad.

"(...)

29.3 Derecho Económico por concepto de Participación en la Producción: Corresponde al porcentaje de la Producción total, después de Regalías, establecido en el Numeral D.3 del Anexo D, de acuerdo con la Propuesta del o de los **Contratistas** y según se trate de la proveniente de **Yacimientos Convencionales** o **No Convencionales**. Sobre esta participación no se causan Derechos Económicos por el Uso del Subsuelo sobre la Producción del Contratista, ni por concepto de "Precios Altos", de que tratan los numerales 29.1 y 29.2 precedentes. Por consiguiente, para efectos de liquidar tanto uno como otro, debe descontarse el de Participación en la Producción de que trata este Numeral.

29.4 Derechos Económicos en Pruebas de Producción: Los Hidrocarburos obtenidos como resultado de la práctica de pruebas de Producción realizadas por el o los **Contratistas**, también causan los Derechos Económicos de que trata la presente Cláusula.

29.5 Participación en la Producción durante eventuales Prórrogas del Período de Producción: En todos los eventos de prórroga del Período de Producción, el o los **Contratistas** debe(n) reconocer, liquidar y pagar a la **ANH**, a título de Participación en la Producción, -como mínimo- el diez por ciento(10%) de la Producción, tratándose de Hidrocarburos Líquidos provenientes de **Yacimientos Convencionales**, en el Punto de Entrega, y el cinco por ciento (5%), en el caso de Hidrocarburos Asociados a **Yacimientos No Convencionales**, de Gas Natural no asociado a mantos de Carbón, o, finalmente, de Hidrocarburos Líquidos Pesados o Extrapesados. Esta participación se liquida sobre la Producción Total obtenida a partir de la fecha de vencimiento del plazo

de duración inicial del Período de Producción, valorizada en el Punto de Fiscalización, después de descontar el porcentaje correspondiente a las Regalías y a los Derechos Económicos por concepto del Uso de Subsuelo como porcentaje de la Producción de que trata el Numeral 29.1.2.

"Sobre esta Participación en la Producción NO se causan Derechos Económicos de por concepto del Uso del Subsuelo ni de "Precios Altos".

"Durante eventuales extensiones del Período de Producción, los Derechos por concepto del Uso del Subsuelo y por "Precios Altos", solamente se causan sobre el volumen de Producción de propiedad del o de los **Contratistas**, una vez descontados o restados los derechos de Participación en la Producción aplicables durante la prórroga del Período de Producción, de que trata este numeral."

"(...)"

- 4.3 *1.40. Inversión Adicional: Teniendo en cuenta que en la práctica los costos de la actividad varían frente a los precios unitarios de referencia de la ANH, sugerimos que en la verificación del cumplimiento de obligaciones, como por ejemplo la inversión adicional, sustitución de inversiones del programa exploratorio, etc., se considere, además del esfuerzo financiero, el esfuerzo técnico que se realice, como se permitía en las minutas E&P anteriores.*

Tener en cuenta sólo el esfuerzo financiero castiga las eficiencias si la actividad sale más barata. Incluir una definición de Inversión Remanente el documento de términos de referencia en varias oportunidades menciona esta expresión que no se encuentra definida.

Consideraciones de la ANH:

La Entidad no accede a sus sugerencias porque tratándose de un Factor de Adjudicación de los Contratos proyectados, no es legalmente posible autorizar inversiones por cantidades inferiores a las que fueron determinantes de la asignación del Área y de la celebración de los mismos.

Como claramente se dispone en el numeral 1.40 del Proyecto de los Términos de Referencia, la Inversión Adicional corresponde a la suma de dinero, expresada en dólares de los Estados Unidos de América, en múltiplos de cien mil (USD 100.000), si se trata de **Áreas Continentales**, o de un millón de dólares de los Estados Unidos de América (USD 1.000.000) para **Áreas Costa Afuera**, que el **Proponente Individual** o **Plural** ofrece invertir para sufragar los costos y gastos de las actividades exploratorias adicionales propuestas, por encima de las establecidas en el **Programa Mínimo** fijado por la **ANH** para cada **Área** objeto de asignación.

Según el mismo Numeral, la **Inversión Adicional** se considera parte esencial e integral del **Programa Exploratorio**. Debe ser efectivamente invertida en el curso de la **Primera**

Fase de los Contratos de Exploración y Producción -E&P- o en el plazo de ejecución de los **Contratos de Evaluación Técnica -TEA-**, so pena de entregar a la **ANH** el saldo que no hubiera sido efectivamente invertido, denominado **Inversión Remanente**.

El valor de la **Inversión Adicional** debe ser diligenciado en el **Formato** Anexo No. 13.

Por su parte, el Numeral 4.4, denominado Programa Exploratorio e Inversión Adicionales, establece:

"4.4 Programa Exploratorio e Inversión Adicionales

"Además del desarrollo y ejecución de las actividades técnicas que integran el **Programa Exploratorio Mínimo** exigido por la **ANH** para cada **Área**, con su correspondiente inversión de recursos, los **Proponentes** deben ofrecer y los **Contratistas** asumen la obligación de acometer y llevar a cabo aquellas complementarias relacionadas en el **Programa Exploratorio Adicional**, que junto con el señalamiento de las inversiones igualmente **adicionales** indispensables para el efecto, se comprometen a realizar, de resultar favorecidos con la adjudicación del o de los **Contratos** proyectados.

"Por consiguiente, de acuerdo con el concepto incorporado en el **Capítulo Primero** sobre **Definiciones**, se entiende por **Inversión Adicional** las sumas de dinero parciales y total, expresadas en dólares de los Estados Unidos de América, en múltiplos de cien mil dólares de los Estados Unidos de América (USD 100.000), si se trata de **Áreas Continentales** o de un millón de dólares de los Estados Unidos de América (USD 1.000.000) para **Áreas Costa Afuera**, que el **Proponente Individual** o **Plural** ofrece invertir para sufragar los costos y gastos de las actividades exploratorias **adicionales** propuestas, por encima de las establecidas en el **Programa Mínimo** fijado por la **ANH** para cada **Área** objeto de asignación.

"La **Inversión Adicional** se considera parte esencial e integral del **Programa Exploratorio**. Debe ser efectivamente invertida en el curso de la **Primera Fase** de los **Contratos de Exploración y Producción -E&P-** o en el plazo de ejecución de los **Contratos de Evaluación Técnica -TEA-**, so pena de entregar a la **ANH** el saldo que no hubiera sido efectivamente invertido, denominado saldo o **Inversión Remanente**.

"Las actividades técnicas **adicionales** ofrecidas, el monto de la inversión propuesta para cada una y el valor total de la **Inversión Adicional**, deben ser diligenciados en el **Formato** que se acompaña a los **Términos de Referencia** como **Anexo No. 13**.

"Con el fin de determinar el valor correspondiente a las actividades técnicas del **Programa Exploratorio Adicional** y de establecer las inversiones parciales y total requeridas y ofrecidas, en orden a su ejecución oportuna, completa, eficaz y eficiente, en archivo magnético se incorpora una **Tabla de Precios Unitarios** a la que deben necesariamente sujetarse los **Proponentes** al formular el correspondiente **Programa** y diligenciar correctamente el respectivo **Formato**.

"Para eventuales actividades exploratorias distintas de las relacionadas en la **Tabla de Precios Unitarios**, los **Proponentes** deben establecer el monto de la inversión correspondiente, debidamente soportado."

No obstante, en la minuta de los Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos -E&P- y de Evaluación Técnica -TEA-, la **ANH** ha precisado que el Contratista Individual o

Plural puede destinar la inversión remanente al desarrollo de actividades exploratorias adicionales en la misma Área asignada, en otro u otros Contratos (TEA o E&P) suscritos con la Entidad, o en Áreas Libres administradas por ella, y que, en este último caso, toda la información obtenida debe ser puesta a disposición de la Entidad, por ser de su exclusiva propiedad.

De no optar por ninguna de las anteriores posibilidades, el Contratista Individual o Plural está en la obligación de transferir a la **ANH** el valor total de la Inversión Remanente, dentro del plazo fijado en el Contrato.

"CAPÍTULO I "DEFINICIONES

"Cláusula 2.- Términos y Expresiones Definidos:

"A continuación se relacionan los términos y las expresiones materia de definición y su correspondiente concepto:

"(...)

"Inversión Adicional: Suma de dinero expresada en dólares de los Estados Unidos de América, en múltiplos de cien mil (100.000) si el Área asignada es Continental, o de un millón (1.000.000) si es Costa Afuera (*Offshore*), que el o los **Contratistas** está(n) obligado(s) a invertir para sufragar los costos y gastos correspondientes a las actividades exploratorias adicionales propuestas, por encima de las establecidas en el Programa Exploratorio Mínimo fijado por la **ANH** para cada Área Asignada. La Inversión Adicional se considera parte esencial e integral del Programa Exploratorio. Debe ser invertida en el curso de la Primera Fase del Período Exploratorio del presente Contrato, so pena de verse el o los **Contratistas** obligados a entregar a la **ANH** la Inversión Remanente, de acuerdo con la Cláusula 9.

"Inversión Remanente: Aquella porción de la Inversión Adicional que no ha sido efectivamente invertida por el o los **Contratistas** en el curso de la Primera Fase del Período Exploratorio de este Contrato, en la ejecución de las actividades inherentes al Programa Exploratorio Adicional, con sujeción a la citada Cláusula 9. En el evento de no haberse completado la Inversión Adicional, por haberse descubierto hidrocarburos, o porque el monto de las inversiones inherentes al cumplimiento del Programa Exploratorio Adicional propuesto resultó inferior, previa autorización de la **ANH**, la diferencia puede emplearse en el desarrollo de actividades adicionales de exploración o de evaluación en ejecución del mismo Contrato, o en trabajos exploratorios adicionales en Áreas correspondientes a otro u otros contratos de Exploración y Producción, E&P o de Evaluación Técnica, TEA entre las dos (2) partes, o, finalmente, en Áreas Libres de interés para la **ANH**, caso en el cual, la información recabada o el resultado de las actividades exploratorias pasará a ser de propiedad exclusiva de la **ANH**. De lo contrario, es decir, si no se opta efectivamente por alguna de las posibilidades señaladas, el o los **Contratistas** debe(n) entregar a la **ANH** el valor de las inversiones que no hubiera(n) realizado efectivamente.

"(...)

"Cláusula 9.- Inversión Remanente:

"Si el valor de las inversiones obligatorias correspondientes al Programa de Exploración Adicional, es decir, las Inversiones Adicionales, resulta inferior al ofrecido en el

Procedimiento de Selección "Ronda Colombia 2014" y estipulado contractualmente, el o los **Contratistas** debe(n) informarlo así a la **ANH** dentro de los diez (10) Días Calendario o corrientes posteriores a la terminación de la Fase correspondiente del Período de Exploración, y se procederá así:

- (a) Por término de hasta treinta (30) Días calendario siguientes a aquel en que la **ANH** sea informada de la existencia de Inversión Remanente, las Partes negociarán la posibilidad de destinar el monto correspondiente a la ejecución efectiva de actividades y trabajos de Exploración adicionales, en la misma Área Asignada, en Áreas correspondientes a otro u otros contratos de Evaluación Técnica, TEA o de Exploración y Explotación, E&P entre ellas, o, finalmente, en Áreas Libres administradas por la Entidad, caso en el cual, toda la información obtenida debe ser puesta a su disposición, por ser de su propiedad exclusiva.
- (b) De no obtener consenso, el o los **Contratista(s)** queda(n) en la obligación de transferir a la **ANH** el valor total de la Inversión Remanente, dentro de los treinta (30) Días Calendario siguientes a la terminación de la respectiva Fase. Vencido este plazo sin que se haya satisfecho integralmente este compromiso, se causará a favor de aquella interés moratorio, a la tasa más alta fijada por la Superintendencia Financiera para eventos de retardo en el pago de obligaciones dinerarias, además de que se hará efectiva la correspondiente garantía de cumplimiento, sin perjuicio de la reparación completa de los perjuicios irrogados a la Entidad.

9.1 Para efectos de verificar y controlar la ejecución del Presupuesto de Inversión correspondiente a las actividades y trabajos del Programa Exploratorio pactado, tanto el Mínimo como el Adicional o el Posterior, dentro de los treinta (30) Días Calendario siguientes a la terminación de Período de Exploración, el o los **Contratista(s)** debe(n) presentar a la **ANH** certificación expedida por el Revisor Fiscal, de requerirlo la persona jurídica, o por el auditor externo o Controller, bajo la gravedad del juramento, en la que se haga constar el valor de la inversión realmente ejecutada en cada Fase de dicho Período o del correspondiente a un eventual Programa Exploratorio posterior, debidamente detallada y con indicación completa de los comprobantes y demás soportes que le sirvan de fundamento, que deben ser puestos a disposición de la **ANH**, siempre que esta los solicite.

9.2 La circunstancia de que la Entidad no autorice destinar la Inversión Remanente a alguno de los objetivos fijados en la letra a) precedente, no será considerada como diferencia entre las Partes, de manera que no es susceptible de ser sometida al Arbitraje a que se refiere la Cláusula 64."

La Minuta de Contrato de Evaluación Técnica -TEA- contiene estipulaciones en el mismo sentido.

4.4 *3.5.1 (Devolución de áreas): Áreas Continentales Tipo 1: Sugerimos retomar el esquema utilizado en la Ronda 2012 de porcentajes de devolución escalonados para áreas superiores a 45.000 hectáreas e Inferiores a 90.000 hectáreas. Si bien entendemos el interés de la ANH de evitar el congelamiento de áreas, pareciera excesiva la medida de establecer un porcentaje de devolución tan alto al finalizar la primera fase de bloques de más de 45.000.*

Consideraciones de la ANH:

Como es de conocimiento de la ACP, es imperativo para la ANH y para el país emprender la mayor cantidad de actividades exploratorias adicionales, en procura de lograr nuevos descubrimientos que permitan incrementar las reservas y asegurar el abastecimiento interno y la suficiencia energética.

Estos motivos de utilidad pública e interés general imponen que tratándose de Áreas superiores a cuarenta y cinco mil hectáreas (45.000 Ha.), finalizada la Primera Fase del Período Exploratorio de treinta y seis (36) meses, se devuelva a la Entidad el cincuenta por ciento (50%) o la cantidad que supere esas cuarenta y cinco mil hectáreas (45.000 Ha.), finalizada la primera Fase.

De esta manera se evita que porciones importantes del territorio se mantengan congeladas y puedan ser asignadas a terceros o que en ellas la propia ANH pueda emprender estudios y labores de exploración que conduzcan a profundizar el conocimiento sobre el subsuelo, como lo determina el Plan Nacional de Desarrollo.

Por lo demás, conviene recordar que en la Ronda Colombia 2012 también se impuso el mismo porcentaje de devolución.

El régimen previsto para 2014, se consigna a continuación:

Proyecto de Términos de Referencia

3.5 Devolución de Áreas

En los **Contratos de Exploración y Producción -E&P-** habrá lugar a devoluciones parciales del **Área** asignada, según su **Tipo**, extensión y **Tipo de Yacimiento**, así:

3.5.1 Áreas Tipo 1

- **Continenciales**, incluidos **Yacimientos Descubiertos**, prospectivas para **Yacimientos Convencionales**, que proyectan asignarse bajo **Contratos de Exploración y Producción E&P**.

Si la superficie excede de cuarenta y cinco mil hectáreas (45.000 Ha.), el **Contratista** debe devolver a la **ANH** el cincuenta por ciento (50%) o la cantidad que supere esas cuarenta y cinco mil hectáreas (45.000 Ha.), finalizada la **Primera Fase**.

En caso contrario, es decir, si la superficie es inferior, no hay lugar a devoluciones parciales.

Tratándose de **Yacimientos Descubiertos**, tampoco proceden devoluciones de Áreas.

- **Costa Afuera** (Offshore), prospectivas para **Yacimientos Convencionales**, que proyectan asignarse bajo **Contratos de Exploración y Producción E&P**.

Si la superficie excede de cuarenta y cinco mil hectáreas (45.000 Ha.), el **Contratista** debe devolver a la **ANH** el cincuenta por ciento (50%) o la cantidad que supere esas cuarenta y cinco mil hectáreas (45.000 Ha.), finalizada la **Segunda Fase**.

En caso contrario, es decir, si la superficie es inferior, no hay lugar a devoluciones parciales.

3.5.2 **Áreas Tipo 2, Continentales**, prospectivas para **Yacimientos No Convencionales**, bajo **Contratos de Exploración y Producción E&P**.

NO se contemplan devoluciones parciales de **Áreas** durante el **Período Exploratorio**, con la siguiente **EXCEPCIÓN**:

El **Contratista** debe devolver la totalidad del **Área** asignada, en el evento de no haber presentado oportunamente a la **ANH** un **Programa de Confirmación Exploratoria**, adecuado y propio para **Yacimientos No Convencionales**, elaborado con sujeción a las estipulaciones contractuales pertinentes, una vez expirado el sexto (6to.) año de ejecución contractual, correspondiente a la **Segunda Fase**.

La devolución de **Áreas** finalizado el **Período de Exploración** se regula por las estipulaciones del respectivo **Contrato**.

Minuta Contrato E&P

CAPÍTULO X DEVOLUCIÓN DE ÁREAS

Cláusula 44.- Devolución Obligatoria de Áreas:

44.1 **Eventos:** El o los **Contratista(s)** está(n) en el deber de devolver a la **ANH** las Áreas Asignadas en Exploración, en Evaluación y/o en Producción, en todos los casos previstos en este Contrato como causales para el efecto, en concordancia con las reglas del Numeral 3.5 de los Términos de Referencia de la "*Ronda Colombia 2014*", sea por (i) renuncia debidamente aceptada; (ii) vencimiento de los plazos correspondientes a las distintas Fases de ejecución de los Períodos de Exploración, de Exploración Posterior o de Producción; (iii) en los eventos pactados en el numeral 13.3, Descubrimiento No Comercial, de la Cláusula 13, Declaración de Comercialidad; (iv) por no llevar a cabo las actividades establecidas en los correspondientes Programas de Trabajo, y, en general, (iv) por cualquier otra causal prevista contractualmente, que imponga devoluciones parciales o totales de Áreas.

44.2 **Devoluciones según el Tipo de Yacimiento:** Tratándose de la exploración y explotación de **Yacimientos no Convencionales**, el o los **Contratistas** NO están sometidos a la obligación realizar devoluciones parciales de Áreas, sino exclusivamente al finalizar Período Exploratorio.

En forma concordante, si en un Área asignada originalmente para la exploración y explotación de **Yacimientos Convencionales**, el o los **Contratistas** encuentran prospectividad para desarrollar **Yacimientos No Convencionales**; fue o fueron Habilitado(s) para el efecto; mantiene(n) los requisitos de Capacidad exigidos, y es (son) autorizado(s) por la **ANH** para explorarlos y explotarlos, No están en la obligación de devolver el Área remanente sino hasta finalizar el Período de Exploración, siempre que ejecute(n) efectivamente en ella las actividades de exploración propias de este Tipo de Yacimientos, previstas en los Programas correspondientes, en los términos y condiciones

pactados en el Numeral 6.3.2 Período de Exploración, de la Cláusula 6, Término de Vigencia, Plazo de Ejecución y Períodos del presente Contrato, en concordancia con el Numeral 3.5.2, Áreas Tipo 2, Continentales, Prospectivas para **Yacimiento No Convencionales** bajo contratos de Exploración y Producción E&P, de los Términos de Referencia de la "Ronda Colombia 2014"

44.3 **Devoluciones Obligatorias:** Corresponden a las previstas en el Numeral 3.5 de los Términos de Referencia de la "Ronda Colombia 2014", y en las Cláusulas 8 y 12 del presente Contrato, como se reproducen a continuación:

Términos de Referencia:

"(...)"

Contrato E&P

"Cláusula 8.- Programa Exploratorio, Numeral 8.4, Programa Exploratorio Posterior, letra d).

"d) Cumplidas oportunamente las obligaciones de la Primera Fase de dicho Programa, el o los **Contratistas** puede(n) optar por no continuar las actividades de la Segunda, caso en el cual, es obligatorio devolver a la **ANH** toda la superficie del Área Asignada que haya sido retenida para acometer el Programa Exploratorio Posterior, o, alternativamente, continuar con la ejecución de la Segunda Fase, si ha sido prevista, caso en el cual, se obliga(n) a devolver el cincuenta por ciento (50%) de lo retenido, excluidas las Áreas Asignadas en Evaluación y en Producción existentes. El o los **Contratistas** deben poner en conocimiento a la **ANH**, por escrito, su determinación, dentro del Mes siguiente a la fecha de finalización del Período de Exploración.

"Cláusula 12.- Programa de Evaluación, Numeral 12.6

"Si durante el Período de Exploración, en el o los Programas de Evaluación se incorpora la perforación de Pozos Exploratorios, el o los **Contratistas** puede(n) acreditar el cumplimiento tanto del Programa Exploratorio como del Programa de Evaluación correspondiente, con la perforación de hasta dos (2) Pozos Exploratorios, siempre que se reúnan las siguientes condiciones concurrentes: (i) que el mismo Tipo de Pozo Exploratorio esté contemplado en la Fase del Programa de Exploración inmediatamente siguiente a la de inicio del Programa de Evaluación, y (ii) que la perforación concluya antes de la fecha de terminación del Programa de Evaluación en el que fueron incluidos, o de la Fase del Período de Exploración a la cual correspondan dichos Pozos, la que sea más próxima. En este caso, el o los Contratista(s) están en la obligación de devolver a la **ANH** la porción del Área Asignada sobre la cual no se hayan de desarrollar actividades exploratorias durante el tiempo remanente del Período de Exploración. (...)"

44.4 **Devoluciones Voluntarias:** En cualquier oportunidad durante la ejecución contractual pueden llevarse a cabo devoluciones parciales del Área Asignada, siempre que NO se afecte el cumplimiento de las obligaciones, compromisos y prestaciones a cargo del o de los **Contratistas**. Si tiene(n) lugar durante la vigencia del Período de Exploración, han de acreditarse para efectos de cualquier devolución obligatoria de Áreas.

44.5 **Delineación de las Áreas Devueltas:** Las devoluciones deben comprender el menor número posible de bloques rectangulares contiguos, limitados por líneas en dirección norte-sur y este-oeste, siguiendo, en lo posible, una rejilla similar a la formada por las planchas cartográficas del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, con una resolución no inferior a dos grados y medio (2,5º) en coordenadas referidas al Datum MAGNA-SIRGAS, origen Bogotá.

44.6 **Restauración de Áreas Devueltas:** Es deber del o de los **Contratistas** realizar todas las actividades requeridas para prevenir, mitigar, corregir o compensar los impactos y efectos ambientales negativos que se causen por el desarrollo de las Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción, así como cumplir oportuna, eficaz y eficientemente las obligaciones inherentes al Abandono.

44.7 **Formalización de las Devoluciones:** Toda devolución de Áreas debe formalizarse mediante acta suscrita por representantes autorizados de las Partes. Las Áreas devueltas a la Entidad adquieren nuevamente la condición de Áreas Disponibles.

"(...)

Cláusula 51.- Terminación por Vencimiento del Período de Exploración:

Este Contrato termina en la fecha de vencimiento del Período de Exploración, siempre que para esa precisa oportunidad NO existan Áreas Asignadas en Producción o en Evaluación, ni se hubiera radicado en la **ANH** Aviso de Descubrimiento en el Área Asignada, durante la última Fase del Período de Exploración.

En este caso, procede la devolución obligatoria de la totalidad del Área Asignada, sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones pendientes de satisfacer, en especial, las relativas al Abandono, cuya satisfacción debe acreditarse mediante comprobación de que los Pozos perforados han sido debidamente taponados y abandonados; que las instalaciones de superficie han sido totalmente desmanteladas, y que se han llevado a cabo efectivamente las labores de limpieza y restauración ambiental, de conformidad con la normatividad aplicable y con el presente Contrato.

Minuta Contrato TEA

CAPÍTULO X DEVOLUCIÓN DE ÁREAS

Cláusula 38.- Devolución del Área Asignada en Evaluación Técnica:

38.1 **Voluntaria:** En cualquier oportunidad durante la vigencia de este Contrato, el o los **Contratista(s)** puede(n) devolver porción o porciones del Área Asignada en Evaluación Técnica, siempre que NO se afecte el cumplimiento de las obligaciones, compromisos y prestaciones a cargo del o de los **Contratista(s)** y sin que por ello se reduzcan ni modifiquen las obligaciones, prestaciones ni compromisos de su cargo.

En ningún caso, la devolución voluntaria puede tener como objeto porciones cuya superficie sea inferior al veinte por ciento (20%) del Área Asignada en Evaluación Técnica, ni llevarse a cabo con frecuencia inferior a seis (6) Meses, excepto lo estipulado en la Cláusula 6, Término de Vigencia, Plazo de Ejecución y Periodos, Numeral 6.2.2.2, Derecho de Renuncia.

38.2 **Delineación de las Áreas Devueltas:** Las devoluciones deben comprender el menor número posible de bloques rectangulares contiguos, limitados por líneas en dirección norte-sur y este-oeste, siguiendo, en lo posible, una rejilla similar a la formada por las planchas cartográficas del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, con una resolución no inferior a dos grados y medio (2,5º) en coordenadas referidas al datum MAGNA-SIRGAS, origen Bogotá.

38.3 **Restauración de Áreas Devueltas:** Es deber del o de los **Contratista(s)** realizar todas las actividades requeridas para prevenir, mitigar, corregir o compensar los impactos y efectos ambientales negativos que se causen por el desarrollo de las

Operaciones de Exploración o Evaluación, así como cumplir oportuna, eficaz y eficientemente las obligaciones inherentes al Abandono.

38.4 Formalización de las Devoluciones: Toda devolución de Áreas debe formalizarse mediante acta suscrita por representantes autorizados de las Partes. Las Áreas devueltas a la Entidad adquieren nuevamente la condición de Áreas Disponibles.

- 4.5 *3.5.1. Áreas Costa Afuera Tipo 1: La devolución del 50% del área al finalizar la primera fase es muy temprana dados los tipos de inversión y tiempos requeridos para el desarrollo de las operaciones offshore, más aún cuando en dicha fase apenas se ha realizado la sísmica de acuerdo con los requerimientos de inversión mínima de la Ronda 2014.*

Se sugiere que el 50% de devolución se realice al finalizar la segunda fase del periodo exploratorio (cuando ya se han perforado pozos) o se implemente un procedimiento de devolución escalonado como existía en los Contratos de Asociación.

Argumentos de la ANH:

Procede la misma motivación que para la respuesta anterior. No obstante, tratándose de Áreas Costa Afuera, la ANH accede a que la devolución del cincuenta por ciento (50%) o la cantidad que exceda de cuarenta y cinco mil hectáreas (45.000 Ha.) deba tener lugar exclusivamente a la finalización de la Segunda Fase del Período Exploratorio.

- 4.6 *4.2. Sugerimos que cuando la compañía renuncie a un bloque se le permita invertir en otros bloques la inversión pendiente.*

Adicionalmente en el mismo 4.2 el último párrafo de la página 41, la redacción da a entender que si el Contratista no ejercita el derecho a renunciar al Contrato en la forma y oportunidad fijada para el efecto, se compromete a las actividades de la Segunda y Tercera Fase, cuando debería ser gradual y en Principio solo sería a la Segunda Fase, y posteriormente, si lo decide, a la Tercera.

Consideraciones de la ANH:

Previa aprobación de la ANH, el Contratista Individual o Plural puede destinar la Inversión Remanente al desarrollo de actividades exploratorias correspondientes a otros contratos vigentes celebrados con la Entidad, o al de actividades exploratorias de interés de la ANH en áreas administradas por ella.

Para el efecto, junto con la comunicación de renuncia, el Contratista Individual o Plural debe presentar solicitud escrita de autorización, debidamente motivada.

De aceptarla, las dos Partes acordarán el Programa Exploratorio por Desarrollar y el plazo de ejecución correspondiente.

De otra parte, el texto del Numeral invocado NO permite la interpretación de la ACP. El aparte pertinente del numeral 4.2 del Proyecto de Términos de Referencia dispone:

4.2 Programas Exploratorios

En los **Contratos de Evaluación Técnica -TEA-**, la ejecución completa del **Programa Exploratorio** es de forzoso cumplimiento.

En los de **Exploración y Producción -E&P-**,son obligatorias las actividades e inversiones que integran la **Primera Fase** del **Programa Exploratorio**, tanto el **Mínimo** como el **Adicional**, salvo que, cumplidos los primeros dieciocho (18) meses del término de duración de dicha **Fase**, el **Contratista** ejercite el derecho de renunciar al **Contrato**, caso en el cual debe entregar a la **ANH** el monto de la inversión que falte por ejecutar del **Programa Exploratorio Mínimo**, y el ciento por ciento (100%) de las inherentes al **Programa Exploratorio Adicional** que no hayan sido completa y efectivamente desarrolladas.

Si el **Contratista** no ejercita el derecho a renunciar al **Contrato** en la forma y oportunidad fijados para el efecto, asume la obligación de desarrollar las actividades inherentes a la **Segunda** y a la **Tercera Fase**, **en su caso**, así como de realizar las inversiones que demande su cumplida ejecución, hasta completar el **Programa Exploratorio.**" (Subrayado)

Como puede apreciarse, el último inciso del Numeral transcrito es claro en señalar que cuando el Contratista no ejercite el derecho de renuncia en la forma y oportunidad estipulados en el Contrato, asume la obligación de acometer las actividades inherentes a al Programa Exploratorio correspondiente a la Segunda Fase, naturalmente si se encuentra en curso la Primera, o de la Segunda, obviamente si la que se encuentra en curso es la Segunda, por eso se expresa, "**en su caso**".

Minuta E&P

6.3.2.3 **Derecho de Renuncia durante el Período de Exploración:** Cumplidos los primeros dieciocho (18) Meses de ejecución de la primera Fase (Fase I), tanto en Áreas prospectivas para **Yacimientos Convencionales** como para **No Convencionales**, así como durante el transcurso de cualquiera de las Fases posteriores, el o los **Contratistas** tiene(n) derecho a renunciar al presente Contrato, siempre que hayan cumplido satisfactoriamente las siguientes obligaciones: (i) Desarrollado las actividades inherentes al Programa Exploratorio, tanto el Mínimo como el Adicional, correspondientes a la Fase que se encuentre en curso, y (ii) los demás compromisos y responsabilidades a su cargo. Para tal efecto, debe(n) dar aviso escrito a la **ANH**, con anticipación no inferior a treinta (30) Días Calendario al del vencimiento del término de la Fase de que se trate.

La **ANH** debe comunicar su determinación sobre la renuncia dentro de los treinta (30) Días Calendario siguientes a la radicación del correspondiente Aviso.

En caso de renuncia durante la primera Fase (Fase I) del Período de Exploración, cumplidos los primeros dieciocho (18) Meses, el o los **Contratistas** asume(n) la

obligación de pagar a la **ANH**, dentro de los cinco (5) Días calendario siguientes al pronunciamiento de la Entidad, el monto de las inversiones pendientes de ejecutar inherentes al Programa Exploratorio, incluidos el Mínimo y el Adicional, salvo los eventos descritos en la Cláusula 2, en torno a la denominada Inversión Remanente, Folio 13.

Minuta TEA

6.2.2 Período de Evaluación Técnica:

6.2.2.1 **Duración:** Treinta y seis (36) Meses, contados a partir de la Fecha Efectiva, sin perjuicio de eventuales prórrogas autorizadas por la ANH o de la terminación anticipada del Contrato por causas previstas en el ordenamiento superior o pactadas en sus estipulaciones.

6.2.2.2 **Derecho de Renuncia:** Cumplidos los primeros dieciocho (18) Meses de ejecución de del Período de Evaluación, el o los **Contratista(s)** debe(n) informar a la **ANH** su interés en continuar el desarrollo de las actividades, o renunciar al Contrato. Para tal efecto, debe(n) dar aviso escrito a la **ANH**, con anticipación no inferior a treinta (30) Días Calendario respecto de la fecha en que proyecten hacer efectiva su dimisión.

La Entidad debe comunicar su determinación sobre la renuncia, dentro de los treinta (30) Días Calendario siguientes a la radicación del correspondiente Aviso.

En este último evento, el o los **Contratista(s)** asume(n) la obligación de pagar a la **ANH** el monto de las inversiones pendientes de ejecutar, correspondientes al Programa Exploratorio Mínimo y Adicional, también dentro de los treinta (30) Días calendario siguientes a la aceptación de la renuncia, salvo los eventos descritos en la Cláusula 2, en torno a la denominada Inversión Remanente.

6.2.2.4 Toda la información obtenida por el o los **Contratista(s)** en ejecución del Programa de Evaluación, debe ser entregada a la **ANH**, dentro de los treinta (30) Días Calendario siguientes a la Terminación del Contrato, según el caso.

- 4.7 *4.3.4. El programa exploratorio mínimo para Yacimientos No Convencionales en la Fase dos incluye un pozo más que lo requerido en la ronda 2012 (4 en 36 meses en vez de 3 pozos). Vemos con preocupación que se aumente el requerimiento cuando la posibilidad de ejecutar las inversiones del Contratista depende de licenciamiento ambiental, cuyo tiempo de trámite deja grandes incertidumbres para atender las obligaciones de inversión.*

Adicionalmente, sugerimos reconsiderar la necesidad de encarecer la inversión mínima para YNC, cuando aún falta mucho camino por recorrer para determinar el potencial real de Colombia frente a estos yacimientos y las inversiones de las obligaciones de la Ronda 2012 no se han podido ejecutar (siendo menores que las exigidas para la Ronda 2014), mientras se expiden las normas que el país decidió expedir antes de permitir esta actividad.

Consideraciones de la ANH:

En efecto, el Proyecto de Términos de Referencia dispone al respecto:

4.3.4 **Áreas Tipo 2 - Yacimientos No Convencionales - Contratos de Exploración y Explotación E&P**

✓ **Primera Fase:** Treinta y seis (36) meses de duración

- Sísmica 2D

Mínimo doscientos kilómetros (200 km.) o reprocesamiento de la sísmica existente.

- Dos (2) Pozos Exploratorios o Estratigráficos

✓ **Segunda Fase:** Treinta y seis (36) meses de duración

- Cuatro (4) Pozos Exploratorios.

✓ **Tercera Fase:** Treinta y seis (36) meses de duración

- Cuatro (4) Pozos Exploratorios.

Los trámites correspondientes a las Consultas Previas y a la obtención de Licencias Ambientales deben llevarse a cabo en el curso de la denominada Fase 0, de manera que para la oportunidad de ejecutar las actividades inherentes al Programa Exploratorio de la Segunda Fase, ya el Contratista debe contar con ellas.

El término de esta Fase 0 fue fijado en un (1) año, contado a partir de la fecha de suscripción del o de los Contratos, prorrogable por seis (6) meses más, e, inclusive, por el término requerido para completar las Consultas a que haya lugar, siempre que todos estos trámites se encuentren en curso y se demuestre que el Contratista Individual o Plural ha(n) obrado diligentemente en la ejecución de los mismos, como se precisará para la oportunidad de publicación de los Términos de Referencia Definitivos.

En cuanto corresponde a los Reglamentos en materia de Yacimientos No Convencionales, ya el Consejo Directivo de la ANH expidió el Acuerdo 3 del 26 de marzo del año en curso, publicado en la Página WEB de la Entidad, mientras que el Ministerio de Minas y Energía, la Resolución 9 0341 de 27 de marzo de 2014 sobre requisitos y procedimientos técnicos, y el Ministerio del Ambiente está por expedir Resolución en materia de condiciones ambientales y de protección de los recursos naturales renovables.

Proyecto de Términos de Referencia

8.9 Fase 0

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 de 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 suspendidos y condicionados 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 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 seis (6) meses más, o, inclusive, hasta la terminación de las actividades inherentes a la o las Consultas Previas, 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.

Minuta E&P

Fase 0: Período comprendido entre la fecha de suscripción del presente Contrato y la Fecha Efectiva, durante el cual el o los **Contratistas** debe(n) adelantar los trámites de verificación y certificación de presencia de comunidades o grupos étnicos en el área de influencia de las actividades exploratorias de la Primera Fase, así como llevar a cabo la o las consultas previas a que haya lugar, en colaboración con el Ministerio del Interior, cuando ello sea requerido por el ordenamiento superior.

"(...)

6.3.1 **Fase 0:** Tiene duración de un (1) Año, contado a partir de la fecha de suscripción este Contrato, prorrogable hasta por seis (6) Meses más, o hasta la culminación de los trámites correspondientes a la las Consultas Previas, como se establece en seguida:

6.3.1.1 **Prórroga del Período de Fase 0:** El o los **Contratista(s)** puede(n) solicitar a la **ANH** autorizar la prórroga de la Fase 0, mediante petición escrita debidamente motivada con las razones que la justifiquen. Corresponde a la Entidad analizar la procedencia de otorgar la extensión solicitada, siempre que se cumplan las siguientes condiciones concurrentes:

- a) Que la solicitud sea presentada con antelación superior a los últimos treinta (30) Días Calendario o comunes respecto de aquel en que tenga lugar el vencimiento del Período de Fase 0.
- b) Que el o los **Contratista(s)** demuestre(n) haber actuado oportuna y diligentemente en procura de satisfacer oportuna, eficaz y eficientemente las obligaciones de su cargo, inherentes a la Fase 0.
- c) Que, con fundamento en tal demostración, la **ANH** valore como necesaria y conveniente la extensión solicitada.

Además, la Entidad dispone de facultades para otorgar prórrogas adicionales a la de seis (6) Meses, siempre que se encuentren en ejecución consultas previas y existan elementos razonables, a su juicio, para estimar que el desarrollo y el cabal cumplimiento de las mismas tomará más tiempo del correspondiente a la Fase 0, o a su extensión.

6.3.1.2 **Obligaciones a cargo del o de los Contratista(s) en la Fase 0:**

- ✓ Iniciar, dentro de los primeros noventa (90) Días Calendario o comunes, contados a partir de la suscripción del presente Contrato, todos los trámites de verificación y certificación acerca de la posible presencia de grupos o comunidades étnicas en la zona de interés para el desarrollo de las actividades de Exploración, en forma previa al inicio de cualquiera de ellas.
- ✓ En caso afirmativo, emprender las actividades y los trabajos inherentes a la realización de la o las Consultas Previas a que haya lugar, con el lleno de todos los requisitos establecidos en el ordenamiento superior para el efecto.

Durante la Fase 0 no se generan los Derechos Económicos a favor de la **ANH**, de que trata el Capítulo VII.

El o los **Contratistas** reconoce(n) que el tiempo es factor esencial para la ejecución del Contrato y para los intereses de la Entidad. En consecuencia, es (son) responsable(s) de impulsar diligentemente y con profesionalidad el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de las obligaciones de su resorte durante la Fase 0.

6.3.1.3 **Terminación de la Fase 0:** Son causales de terminación de la misma: (i) cuando conforme al régimen jurídico aplicable, se concluya que NO es necesario adelantar consulta previa alguna, o, (ii) una vez satisfechos todos los requisitos legales de verificación y certificación acerca de la presencia de grupos o comunidades étnicas y, en su caso, surtida la o las correspondientes consultas previas con el lleno de las formalidades inherentes a las mismas, siempre que se hayan realizado dentro del plazo de la Fase 0 o su o sus prórrogas.

Corresponde al o a los **Contratistas** informar por escrito a la **ANH** acerca del cumplimiento de las obligaciones inherentes a la Fase 0, y de someterle los soportes correspondientes.

6.3.1.4 **Efectos de la Terminación de la Fase 0:** Es determinante de la Fecha Efectiva del Contrato, que será el Día siguiente a aquel en que se radique en la Entidad el escrito que dé cuenta del cumplimiento de las obligaciones y compromisos de la Fase 0, y la **ANH** las encuentre satisfechas a cabalidad, para cuya constancia debe emitir al o a los **Contratistas** certificación acerca de la Fecha Efectiva, dentro de los quince (15) Días Hábiles siguientes.

Si por alguna razón vence el plazo de la Fase 0 o de sus prórrogas, sin que se hayan satisfecho las obligaciones inherentes a la misma; obtenido las autorizaciones requeridas o surtidos los trámites legales para iniciar el Período de Exploración, se entiende que el Contrato termina por cumplimiento de esta precisa condición resolutoria, y el Área Asignada será considerada como Área Disponible para todos los efectos.

6.3.1.5 Toda la información obtenida por el o los **Contratistas** en ejecución de las actividades propias de la Fase 0, debe ser entregada a la **ANH**, dentro de los treinta (30) Días Calendario o comunes siguientes a su terminación.

6.3.1.6 La Certificación de la **ANH** acerca de la Fecha Efectiva, **NO** puede ser interpretada como liberación de responsabilidad por concepto del cumplimiento de las obligaciones a cargo del o de los **Contratistas**, en cuanto corresponde a la certificación sobre la existencia o no de grupos o comunidades étnicas, ni respecto de sus deberes en materia de la ejecución de la o las consultas previas.

Tampoco se tendrá como culminación del ejercicio de las atribuciones asignadas por el ordenamiento jurídico a las autoridades estatales competentes en estas materias.

En el evento de que alguna o algunas de las Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos dentro del Área Asignada, afecte a grupos o comunidades étnicas cuya existencia haya sido certificada por la autoridad competente, la **ANH** evaluará la procedencia de otorgar un plazo adicional destinado al cumplimiento de las actividades correspondientes a la Fase en ejecución. La extensión respectiva procede siempre que el o los Contratistas hayan llevado a cabo en forma oportuna y diligente las actividades inherentes al desarrollo de la o las correspondientes consultas previas.

6.3.1.7 De proceder la terminación del presente Contrato, por no haber el o los **Contratistas** obtenido las autorizaciones requeridas para el inicio del Período de Exploración, por causas no imputables a su responsabilidad y diligencia, NO se causará la obligación de pagar todo o aquella parte de la inversión correspondiente al desarrollo de las actividades del Programa Exploratorio Mínimo, ni del Adicional, que no hayan podido ejecutarse.

Minuta TEA

Fase 0: Período comprendido entre la fecha de suscripción del presente Contrato y la Fecha Efectiva, durante el cual el **Contratista** debe adelantar los trámites de certificación y verificación de presencia de grupos o comunidades étnicas en el área de influencia de las Operaciones de Evaluación Técnica, así como llevar a cabo la o las consultas previas a que haya lugar, en colaboración con el Ministerio del Interior, cuando ello sea requerido por el ordenamiento superior.

“(…)

6.2.1 **Fase 0:** Tiene duración de un (1) Año, contado a partir de la fecha de suscripción de este Contrato, prorrogable por seis (6) Meses más o hasta la culminación de los trámites correspondientes a la las Consultas Previas, según se establece en seguida:

6.2.1.1 **Prórroga de la Fase 0:** El o los **Contratista(s)** puede(n) solicitar a la **ANH** prorrogar la Fase 0, mediante petición escrita debidamente motivada con las razones que la justifiquen. Corresponde a la Entidad analizar la procedencia de otorgar la extensión solicitada, siempre que se cumplan las siguientes condiciones concurrentes:

- a) Que la solicitud sea presentada con antelación superior a los últimos treinta (30) Días Calendario o comunes respecto de aquel en que tenga lugar el vencimiento de la Fase 0.
- b) Que el o los Contratista(s) demuestre(n) haber actuado oportuna y diligentemente en procura de satisfacer eficaz y eficientemente las obligaciones a su cargo, inherentes a dicha Fase.
- c) Que, con fundamento en tal demostración, la ANH valore como necesaria y conveniente la extensión solicitada.

Además, la **ANH** tiene facultad para otorgar prórrogas adicionales a la de seis (6) Meses, siempre que se encuentren en ejecución consultas previas y existan elementos razonables, a juicio de la Entidad, para estimar que el desarrollo y el cabal cumplimiento de las mismas tomará más tiempo del correspondiente a la Fase 0 o a su extensión.

6.2.1.2 **Obligaciones a cargo del o de los Contratista(s) en la Fase 0:**

- ✓ Iniciar, dentro de los primeros noventa (90) Días calendario o comunes, contados a

partir de la suscripción del presente Contrato, todos los trámites de verificación y certificación acerca de la posible presencia de grupos o comunidades étnicas en la zona de interés para el desarrollo de las actividades de Exploración.

- ✓ En caso afirmativo, emprender las actividades y los trabajos inherentes a la realización de la o las Consultas Previas a que haya lugar, con el lleno de todos los requisitos establecidos en el ordenamiento superior para el efecto.

Durante la Fase 0 no se genera Derecho Económico a favor de la **ANH** por concepto del Uso del Subsuelo, de que trata el Capítulo VI.

El o los **Contratista(s)** reconoce(n) que el tiempo es factor esencial para la ejecución del Contrato y para los intereses de la Entidad. En consecuencia, es responsable de impulsar diligentemente y con profesionalidad el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de las obligaciones de su resorte durante la Fase 0.

6.2.1.3 Terminación de la Fase 0: Son causales de terminación de la misma: (i) cuando conforme al régimen jurídico aplicable, se concluya que NO es necesario adelantar ninguna consulta previa, o, (ii) una vez satisfechos todos los requisitos legales de verificación y certificación acerca de la presencia de grupos o comunidades étnicas y, en su caso, surtida la o las correspondientes consultas previas, con el lleno de las formalidades inherentes a las mismas, siempre que se hayan realizado dentro del plazo de la Fase 0 o su o sus prórrogas.

6.2.1.4 Efectos de la Terminación de la Fase 0: Es determinante de la Fecha Efectiva del Contrato, que será el Día siguiente a aquel en que se radique en la Entidad el escrito que dé cuenta del cumplimiento de las obligaciones y compromisos de la Fase 0, y la **ANH** las encuentre satisfechas a cabalidad, para cuya constancia debe emitir al o a los **Contratista(s)** certificación acerca de la Fecha Efectiva, dentro de los quince (15) Días Hábiles siguientes.

Si por alguna razón vence el plazo de la Fase 0 o de sus prórrogas, sin que se hayan satisfecho las obligaciones inherentes a la misma, obtenido las autorizaciones requeridas o surtido los trámites legales para iniciar el Período de Evaluación, se entiende que el Contrato termina por cumplimiento de esta precisa condición resolutoria, y el Área Asignada se considera como Área Disponible para todos los efectos.

6.2.1.5 Toda la información obtenida por el o los **Contratista(s)** en ejecución de las actividades propias de la Fase 0, debe ser entregada a la **ANH**, dentro de los treinta (30) Días Calendario o comunes siguientes a su terminación.

6.2.1.6 La Certificación de la **ANH** acerca de la Fecha Efectiva, **NO** puede ser interpretada como liberación de responsabilidad por concepto del cumplimiento de las obligaciones a cargo del o de los **Contratistas**, en cuanto corresponde a la certificación sobre la existencia o no de grupos o comunidades étnicas, ni respecto de sus deberes en materia de la ejecución de la o las consultas previas. Tampoco se tendrá como culminación del ejercicio de las atribuciones asignadas por el ordenamiento jurídico a las autoridades estatales competentes en estas materias.

En el evento en que alguna o algunas de las Operaciones de Evaluación Técnica en el Área Asignada, afecte a grupos o comunidades étnicas cuya existencia haya sido certificada por la autoridad competente, la **ANH** evaluará la procedencia de otorgar un plazo adicional destinado al cumplimiento de las actividades correspondientes al Período de Evaluación. La correspondiente extensión procede siempre que el o los Contratistas hayan llevado a cabo en forma oportuna y diligente las actividades inherentes al desarrollo de la o las correspondientes consultas previas.

6.2.1.7 De proceder la terminación del presente Contrato, por no haber el o los **Contratista(s)** obtenido las autorizaciones requeridas para el inicio de las Operaciones de Evaluación Técnica, por causas no imputables a su responsabilidad y diligencia, NO se causa la obligación de pagar todo o aquella parte de la inversión correspondiente al desarrollo de las actividades del Programa Mínimo, ni del Adicional, que no hayan podido ejecutarse.

4.8 *Al final de la página 44 dice: "Todos los pozos exploratorios deben ser del Tipo A3". No es claro si esto aplica para la inversión mínima sólo de las áreas del punto 4.3.6 (Áreas Tipo 3), o también a los demás tipos de áreas a las que se refiere el punto 4.3.4.4. ¿Para la inversión adicional en Yacimientos Descubiertos aplican las mismas reglas?*

Argumentos de la ANH:

Efectivamente, el inciso final del numeral 4.3 del Proyecto de Términos de Referencia establece que los Pozos Exploratorios deben ser del Tipo A3, **porque son los que tienen un nuevo objetivo exploratorio.**

4.9 *"6.1. Si una Sucursal cuenta con la garantía de seriedad de la casa matriz, ¿podría dicha sucursal ser quien se habilita y actúa como Proponente?"*

Consideraciones de la ANH:

A tono con el numeral 6.1 del Proyecto de Términos de Referencia, las propuestas deben ser presentadas exclusivamente por **personas jurídicas**¹, sean ellas nacionales o extranjeras, condición que no tienen las sucursales.

"6.1. Pueden presentar propuesta individual o conjunta en desarrollo de la "**Ronda Colombia 2014**" las personas jurídicas nacionales y extranjeras que acrediten reunir los requisitos de **Capacidad** fijados en el presente **Capítulo**, para cuyo efecto deben obtener **Habilitación** de la **ANH**.

En consecuencia, **NO** se aceptarán **Propuestas** de sucursales ni acreditación de requisitos por personas jurídicas distintas del **Proponente Individual** o de quienes integren **Proponente Plural**, salvo que la matriz o **Controlante** que los acredite asuma responsabilidad solidaria por el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de las obligaciones y compromisos a cargo de Proponente y eventual Contratista mediante garantía de deudor solidario emitida por la matriz o Controlante."

Para adquirir derechos y contraer obligaciones se requiere contar con personería jurídica.

¹ **Código Civil. Artículo 633. Definición de Persona Jurídica.** Se llama persona jurídica, una persona ficticia, capaz de ejercer derechos y contraer obligaciones civiles, y de ser representada judicial y extrajudicialmente.

Como quiera que las sucursales son simplemente establecimientos de comercio de las sociedades comerciales, es decir, un conjunto de bienes organizados para alcanzar los fines de una empresa, conforme al artículo 515² del mismo Código, NO es jurídicamente posible que concurren como Proponentes de la "Ronda Colombia 2014", ni pueden en derecho ser adjudicatarias ni celebrar contratos con la Entidad.

Por consiguiente, la respuesta a su inquietud ha de ser negativa y será la sociedad comercial la que debe concurrir directamente al Procedimiento.

Por lo demás, el término casa matriz no es predicable de la persona jurídica a la que pertenecen las sucursales, sino exclusivamente de las sociedades subordinadas, filiales y subsidiarias, que sí están dotadas de personería jurídica.

"La apertura de toda sucursal implica la creación de un domicilio secundario de la sociedad en determinado ámbito espacial para realizar total o parcialmente las actividades que constituyen el objeto de la compañía. A esta característica se suma la existencia de un órgano de administración y representación, llámese gerente o factor, con facultades suficientes para comprometer la responsabilidad de la compañía (...). Claro que ni la sucursal ni la agencia son sociedades distintas de la principal, a diferencia de lo que acontece con las filiales, subsidiarias o cualquier subordinada, que son entes jurídicos individualmente considerados. En verdad, el concepto de sucursal supone dependencia económica y jurídica de la principal, y existe titularidad de una misma persona jurídica con tratamiento legal unitario." (Subrayado) (NARVÁEZ GARCÍA, José Ignacio. Teoría General de las Sociedades, Legis Editores, Octava Edición, Bogotá, 1998, página 477.)

Acerca de la naturaleza y de la Capacidad Jurídica de las sucursales, la Superintendencia de Sociedades ha sostenido:

"Para su apertura o incorporación es necesario que se le asignen recursos económicos para su funcionamiento, razón por la cual esta Superintendencia entiende que **la sucursal es una prolongación de la compañía y es parte de una organización que de tal manera se descentraliza sin lograr por ello una personificación nueva y distinta de la sociedad**, lo que permite afirmar que la sociedad se obliga y se beneficia por los actos jurídicos que celebre el administrador de la sociedad.

"(...)

"Así las cosas, si bien es cierto que nuestro sistema tiende a conferir autonomía operativa a la sucursal y que con el fin de tener mecanismos de control jurídicos, contables y tributarios, ordena que estos establecimientos observen durante su permanencia en el país y en desarrollo de sus actividades permanentes las disposiciones legales por las cuales se rigen las sociedades colombianas, **esto no significa que les conceda capacidad jurídica como si se tratase de sociedades.** (...)

² **Código de Comercio. Artículo 515. Definición de Establecimiento de Comercio.** Se entiende por establecimiento de comercio un conjunto de bienes organizados por el empresario para realizar los fines de la empresa. Una misma persona podrá tener varios establecimientos de comercio, y, a su vez, un solo establecimiento de comercio podrá pertenecer a varias personas, y destinarse al desarrollo de diversas actividades comerciales.

“Con fundamento en lo anterior, podemos insistir en que la sucursal, en este caso de sociedad extranjera, **no es un ente autónomo distinto de la casa matriz por cuanto no goza de personería jurídica independiente**, toda vez que es ésta quien la crea, por decisión del órgano de dirección, otorgándole a la sucursal ciertas facultades para el desempeño de las actividades que le asigna, observando las formalidades exigidas por la ley y sin desbordar el marco de capacidad de la persona jurídica creadora de este instrumento de descentralización e internacionalización del capitalismo. (Destacado) (Superintendencia de Sociedades, Concepto No. 220-58283 de 9 de diciembre de 1996)

Y en torno al establecimiento de comercio, género del cual hacen parte las sucursales, la Superintendencia Financiera conceptuó:

“Vale resaltar que, toda vez que el establecimiento de comercio es un bien mercantil, deberá corresponder a una persona natural o jurídica su titularidad, tal y como ha sido expuesto doctrinalmente por la Cámara de Comercio de Bogotá de la siguiente manera: ‘De acuerdo con lo expuesto no podemos decir que el establecimiento de comercio sea la prolongación de una sociedad legalmente constituida; analizando los artículos 25 y 515 del Código de Comercio es claro advertir que el legislador diferencia la noción de empresa como actividad económica organizada y la del establecimiento de comercio como el medio para realizar dicha actividad, **no lo considera como un sujeto de derechos, sino que lo califica como un bien que pertenece a un comerciante y es él quien adquiere los derechos y responde por las obligaciones y no el establecimiento de comercio**’ (Destacado) [Cámara de Comercio de Bogotá, oficio No. 11557 del 21 de agosto de 1991, en Doctrina Mercantil de 1991, pág.62]. (Superintendencia Financiera, Concepto No. 96031710-2. 10 de octubre de 1.996)

Por consiguiente, de conformidad con el ordenamiento superior, con la doctrina reseñada y con el Proyecto de Términos de Referencia, NO es posible que sucursal alguna participe en el certamen ni que celebre contrato alguno, por cuanto carece de aptitud legal para adquirir derechos y contraer obligaciones, y la **ANH** debe suscribir contratos exclusivamente con aquellas personas jurídicas que acrediten los requisitos de capacidad fijados, entre los que naturalmente se encuentra precisamente la personería jurídica.

4.10 6.4.2. *Acreditación capacidad jurídica de personas jurídicas extranjeras: Se sugiere aclarar en qué momento del proceso se debe presentar la garantía de la casa matriz: ¿Cuándo la compañía se habilite?, ¿Al momento de presentar los documentos de habilitación?, ¿Cuándo se presenta la oferta? ¿A los 10 días de la firma?*

Consideraciones de la ANH:

Dispone el Numeral 6.1 del Proyecto de Términos de Referencia:

6.1 Proponentes:

Pueden presentar propuesta individual o conjuntaren desarrollo de la "**Ronda Colombia 2014**" las personas jurídicas nacionales y extranjeras que acrediten reunir los requisitos

de **Capacidad** fijados en el presente **Capítulo**, para cuyo efecto deben obtener **Habilitación** de la ANH.

En consecuencia, **NO** se aceptarán **Propuestas** de sucursales ni acreditación de requisitos por personas jurídicas distintas del **Proponente Individual** o de quienes integren **Proponente Plural**, salvo que la matriz o **Controlante** que los acredite asuma responsabilidad solidaria por el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de las obligaciones y compromisos a cargo de **Proponente** y eventual **Contratista** mediante garantía de deudor solidario emitida por la matriz o **Controlante**.

Como se desprende claramente del texto transcrito, NO se acepta la acreditación de requisitos por personas jurídicas distintas del Proponente Individual o de quienes integren Proponentes Plurales, excepto en el caso de que la Casa Matriz o Controlante de la persona jurídica Proponente Individual o integrante de Proponente Plural, asuma responsabilidad solidaria por el cumplimiento de todas las obligaciones y compromisos a cargo de Proponente y Eventual Contratista.

Es entonces natural que el documento formal mediante el cual la Matriz o Controlante manifiesta expresa e irrevocablemente asumir tal responsabilidad solidaria debe necesariamente ser sometido a la ANH junto con los documentos requeridos para la Habilitación.

En efecto, es en esta oportunidad que procede el examen de todos los requisitos fijados para acreditar Capacidad Jurídica, Económico Financiera, Técnica y Operacional, Medioambiental y en materia de Responsabilidad Social Empresarial de los Participantes. Por lo demás, el mismo Proyecto establece que la **ANH** solamente analizará los ofrecimientos de aquellos Proponentes que hayan sido Habilitados para participar en el Certamen, y que devolverá los demás.

Cosa distinta ha de predicarse de las garantías de seriedad de la Propuesta y las contractuales.

4.11 6.5. *Acreditación de Capacidad Económico Financiera: Se propone el siguiente cambio de redacción: "quedan exceptuados de evaluación para establecer su Capacidad Económico Financiera aquellos Proponentes Individuales, Operadores e integrantes de Proponentes Plurales que figuren en la última publicación "The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Top Oil Companies" de "Petroleum Intelligence Weekly", como empresas del tipo Integrado o "Upstream", así como o quienes acrediten a la ANH que en el último año obtuvieron una calificación de riesgo (..) ". Este cambio permite dar claridad que cumpliendo una de las dos opciones el proponente es exceptuado de evaluación. (Sic)*

Argumentos de la ANH:

Además de incorrecta desde el punto de vista gramatical, la aclaración solicitada resulta a todas luces superflua o innecesaria, por cuanto el Numeral 6.5 del Proyecto es perentorio en determinar que quedan exceptuados de evaluación para establecer su **Capacidad Económico Financiera** (i) aquellos proponentes que figuren en la última publicación de "The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Top Oil Companies", como empresas del tipo integrado o "Upstream", así como (ii) quienes acrediten a la ANH que en el último año obtuvieron una calificación de riesgo, en escala internacional, igual o superior a las establecidas en la Tabla que se consigna a continuación.

La expresión "así como" comporta precisamente conjunción, es decir, una opción adicional para que los Proponentes acrediten el cumplimiento de los requerimientos establecidos en el Proyecto de Términos de Referencia para ser exceptuados de evaluación en orden a establecer su **Capacidad Económico Financiera**.

4.12 6.6. *Acreditación Técnica Operacional: Se propone el siguiente cambio de redacción: "Igualmente se exceptúan de la obligación de acreditar los requisitos de Capacidad Técnica y Operacional establecidos en este numeral, el Proponente Individual o el Operador en casos de Proponentes Plurales, que acrediten cumplir una de las siguientes condiciones: i) Haber operado Contratos de Exploración y Producción -E&P-, de asociación o de otras modalidades contractuales en los últimos diez (10) años, con inversiones superiores a quinientos millones de dólares de los Estados Unidos de América (USD\$ 500.000.000) o su equivalente, o ii) Contar con activos superiores a mil millones de dólares de los Estados Unidos de América (USD \$1.000.000.000) o su equivalente, y que para la fecha de solicitud de Habilitación sean operadores de al menos cinco (5) Contratos de Exploración y Producción -E&P-, de asociación o de otras modalidades de contractuales".*

Consideraciones de la ANH:

El Procedimiento Competitivo "Ronda Colombia 2014" tiene por objeto seleccionar de manera objetiva, entre Proponentes previamente Habilitados, en función de los requisitos de Capacidad fijados en los Términos de Referencia y en estricta igualdad de condiciones, los Ofrecimientos más favorables para la ANH y para los fines que esta se propone conseguir, en orden a asignar Áreas determinadas para la exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación, mediante Contratos de Evaluación Técnica -TEA- y/o de Exploración y Producción, -E&P-, previa convocatoria pública y con sujeción al ordenamiento superior aplicable y a los citados Términos.

Por lo anterior, en consonancia con el objeto del Procedimiento, la ANH requiere que los Participantes acrediten fehacientemente que su objeto social les permite acometer actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, y que tienen antecedentes y experiencia comprobados en la ejecución de las mismas, dentro de un período específico

de tiempo, anterior a la presentación de los documentos para Habilitación. En este sentido, para que haya lugar a aplicar la excepción relativa a la acreditación de los requisitos de Capacidad Técnica y Operacional, el proyecto prevé dos (2) posibilidades, así:

1. Que el Proponente Individual o el Operador en casos de Proponentes Plurales, hayan Operado Contratos que tengan por objeto la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en los últimos diez (10) años, con inversiones superiores a quinientos millones de dólares de los Estados Unidos de América (USD\$ 500.000.000) o su equivalente, O
2. Contar con activos superiores a mil millones de dólares de los Estados Unidos de América (USD\$1.000.000.000) o su equivalente, y que para la fecha de solicitud de Habilitación sean Operadores de al menos cinco (5) Contratos que tengan por objeto la Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Como quiera que se proyectan celebrar Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos, -E&P- y de Evaluación Técnica, -TEA-, el objeto de los contratos con cuya Operación se pretenda acreditar por vía excepcional alguna de las opciones dispuestas en los numerales 1 y 2 reseñados debe comprender necesariamente la ejecución de actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, en condición de Operador.

Así se dispuso en el Numeral 6.6 de los Términos de Referencia del Procedimiento Competitivo "Ronda Colombia 2012":

"Igualmente se exceptúan de la obligación de acreditar los requisitos de **Capacidad Técnica y Operacional** establecidos en este numeral, sin perjuicio del deber de presentar el **Formato No. 8** y la información del siguiente párrafo, el **Proponente Individual** o el **Operador** en casos de **Proponentes Plurales**, que acredite cumplir una de las siguientes condiciones: i) Haber operado contratos cuyo objeto comprenda la exploración y explotación de hidrocarburos en los últimos diez (10) años, con inversiones efectivas superiores a quinientos millones de dólares de los Estados Unidos de América (USD\$ 500.000.000) o su equivalente, o ii) Contar con activos superiores a mil millones de dólares de los Estados Unidos de América (USD\$1.000.000.000) o su equivalente y que para la fecha de solicitud de Habilitación sean operadores de al menos cinco (5) Contratos de Exploración y Producción -E&P-."

Por consiguiente, con independencia del tipo o clase de negocio jurídico o de la denominación de los que pretendan someterse a la Entidad para acreditar Capacidad Técnica y Operacional, por vía de alguna de las excepciones propuestas, es evidente que con la regla se pretende que los mismos hayan tenido por **objeto** la Exploración y Explotación de Hidrocarburos y que quien los exhiba se haya desempeñado como Operador en todos ellos.

En los Términos Definitivos se hará la precisión correspondiente.

4.13 6.8. *Acreditación Capacidad Responsabilidad Social: Internacionalmente no existe una certificación que acredite el cumplimiento de la norma ISO 26000, como se solicita en este numeral. Se sugiere que cada compañía certifique que sigue los estándares de buenas prácticas que en la materia establece dicha norma, tal y como se ha aplicado en Rondas anteriores.*

Consideraciones de la ANH:

Esta sugerencia denota que no se examinó con detenimiento el texto del numeral 6.8 del Proyecto.

Dispone con claridad que la demostración puede tener lugar mediante certificado que compruebe haber adoptado y puesto en ejecución parámetros o normas nacionales o internacionales como ISO 26000 o similares, o documento que contenga las normas, prácticas y metas corporativas de Responsabilidad Social Empresarial adoptadas y en práctica, suscrito por el representante legal y el revisor fiscal, auditor externo, Controller, o quien haga sus veces.

Por consiguiente, una cosa es certificar que se han **adoptado y puesto en ejecución** parámetros o normas nacionales o internacionales **como** ISO 26000 o similares, y otra, muy distinta, exigir certificación ISO 26000.

6.8 Acreditación de Capacidad en Materia de Responsabilidad Social Empresarial

El **Proponente Individual** o el **Operador** en casos de **Proponentes Plurales**, que aspire a la asignación de **Área** o **Áreas** destinadas a la exploración y explotación de hidrocarburos, deben demostrar haber implantado y puesto en ejecución normas, prácticas y metas corporativas de **Responsabilidad Social Empresarial**.

Tal demostración puede tener lugar mediante certificado que compruebe haber adoptado y puesto en ejecución parámetros o normas nacionales o internacionales como ISO 26000 o similares.

De no contar con tales acreditaciones, se debe presentar documento que contenga las normas, prácticas y metas corporativas de **Responsabilidad Social Empresarial** adoptadas y en práctica, suscrito por el representante legal y el revisor fiscal, auditor externo o quien haga sus veces.

Así mismo, se debe presentar documento que contenga las normas, prácticas y estándares de responsabilidad frente a grupos o comunidades étnicamente diversos, en el que se exprese el compromiso de darles cumplimiento.

- 4.14 *6.10. Aclaraciones y aporte de documentos subsanables: Sugerimos se especifique cuáles son los documentos subsanables para la habilitación. Como está redactado se entendería que para la Habilidad todos los documentos son subsanables, de no ser así, se sugiere especificar cuáles serían.*

Consideraciones de la ANH:

Esta solicitud pone de presente que se ha confundido entre los documentos requeridos para la Habilidad de los Participantes, con los cuales se acreditan sus condiciones de Capacidad, todos los cuales son subsanables, siempre que se aporten en la forma requerida y dentro del plazo perentorio fijado para el efecto, y los que integran la Propuesta, respecto de los cuales el Proyecto determina perentoriamente los que son subsanables y los que no.

El numeral 6.10 del Proyecto de Términos de Referencia establece:

6.10 Aclaraciones y Aporte de Documentos Subsanables

La **ANH** puede solicitar aclaraciones en torno a la documentación aportada para efectos de **Habilitación**, solicitar datos complementarios e, inclusive, pedir que se aporten o reemplacen aquellos que no reúnan los requisitos fijados en el ordenamiento superior o en estos **Términos de Referencia**.

Tales requerimientos deben ser respondidos, la información adicional suministrada y los documentos materia de aporte o reemplazo entregados dentro del término perentorio fijado por la ANH en el oficio correspondiente, so pena de negar la solicitud de **Habilitación**.

En todo caso, la **ANH** se reserva el derecho de verificar la información suministrada y de realizar comprobaciones respecto de los documentos aportados, sea de manera previa o posterior a la **Habilitación**, a la **Adjudicación** e, inclusive, a la celebración del correspondiente **Contrato**. Esta circunstancia será aceptada expresamente por los **Proponentes** en el **Formato** de solicitud de **Habilitación** y en el correspondiente a la **Carta de Presentación** de la **Propuesta**. Con la suscripción de los mismos, los **Proponentes** declaran bajo la gravedad del juramento, que la información consignada y los documentos aportados son exactos, veraces, fidedignos y susceptibles de comprobación en cualquier oportunidad.

Tal comprobación puede tener lugar mediante consulta telefónica o por medio escrito, físico o magnético, petición de conformidad y, en general, en cualquier forma que permita establecer su veracidad y fidelidad, sin necesidad de diligencias o formalidades especiales propias de los procesos jurisdiccionales, sin perjuicio del deber que pesa sobre la **ANH** de formular las denuncias procedentes.

Si como resultado de tal verificación, la **ANH** establece que el **Proponente** faltó a la verdad o proporcionó información inexacta, se abstendrá de disponer la **Habilitación** solicitada.

Por su parte, el numeral 7.4 del mismo proyecto determina:

7.4 Examen, Verificación y Validación

En primer término y de acuerdo con el ordenamiento superior y los **Términos de Referencia**, se verificará formalmente que cada **Propuesta** se encuentre completa, es decir, que incorpore todos los documentos exigidos y los **Formatos** debidamente diligenciados.

Surtida la verificación formal, se establecerá cuáles **Propuestas** cumplen las exigencias y cuáles no.

Aquellos defectos, deficiencias u omisiones que de acuerdo con dichos **Términos** sean subsanables, se pondrán en conocimiento de los respectivos **Proponentes** mediante publicación en la página WEB de la Entidad, con el señalamiento del plazo perentorio para adoptar las correspondientes correcciones y/o aportar la información faltante.

Los defectos o las deficiencias no subsanables o no subsanados en la forma y oportunidad dispuestos por la **ANH**, comportarán el rechazo de la o de las respectivas **Propuestas**.

La **ANH** se reserva el derecho de solicitar aclaraciones a las **Propuestas**, siempre que no se altere su contenido ni se modifique su alcance, y con sujeción a los principios rectores de igualdad, transparencia, selección objetiva, imparcialidad, publicidad y contradicción.

La ausencia de requisitos o la falta de documentos referentes a la futura contratación o al **Proponente**, no necesarios para la comparación de las **Propuestas**, no servirán de título suficiente para rechazar los ofrecimientos. En consecuencia, todos aquellos requisitos que no afecten el **Orden de Elegibilidad** pueden ser materia de aclaración o complementación en la forma y oportunidad dispuestas en el respectivo requerimiento.

En todo caso, la **ANH** se reserva el derecho de verificar la información suministrada y de realizar comprobaciones respecto de los documentos aportados en todo el curso de la actuación contractual, sea de manera previa o posterior a la **Habilitación**, a la adjudicación e, inclusive, a la celebración del correspondiente **Contrato**. Esta circunstancia será aceptada expresamente por los Proponentes en la **Carta de Presentación** de la **Propuesta**, donde los representantes o apoderados declararán bajo la gravedad del juramento, que se entenderá prestado con la sola firma, que toda la información y los documentos aportados son exactos, veraces, fidedignos y susceptibles de comprobación en cualquier momento.

Aquellas **Propuestas** completas, que reúnan los requisitos exigidos, se consideran validadas y serán objeto de evaluación y calificación para establecer el **Orden de Elegibilidad Preliminar** de adjudicación para el **Área** correspondiente, en función de los criterios o factores de ponderación aplicables a la misma.

(...)

7.11 Causales de Rechazo

La **ANH** rechazará las **Propuestas** en los eventos o circunstancias que se fijan a continuación:

- La presentación de más de una **Propuesta** para una misma **Área** por el mismo **Proponente Individual**; por personas jurídicas que integren más de un **Proponente Plural**, o por **Proponentes Plurales** compuestos por cualquier

persona jurídica que haya presentado **Propuesta**, sea directa o indirectamente, por sí o por interpuesta persona.

- No contener la **Propuesta** Carta de Presentación o presentarla sin la firma de representante o apoderado, o no estar estos debidamente constituidos o acreditados.
- No contener la **Propuesta** los **Formatos** esenciales fijados en los numerales 7.1.2 y 7.1.3.
- No comprender la **Propuesta** Garantía de Seriedad.
- No haberse respondido oportunamente o en forma completa y satisfactoria requerimiento o solicitud de aclaración de la **ANH**, o no haber aportado en tiempo y en legal forma documento o requisito subsanable.
- Haber establecido la **ANH** que todo o parte de la información y los documentos aportados son inexactos o contrarios a la realidad.

Con arreglo al Numeral 7.11 transcrito, los requisitos establecidos en las viñetas primera, segunda y tercera subrayadas, NO SON SUBSANABLES.

4.15 *"7.2. Garantía de seriedad: proponemos que se haga explícito el monto de la garantía de seriedad. Una opción podría ser tomar la establecida en años anteriores (USD 100.000)."*

Consideraciones de la ANH:

Tiene razón. Para la oportunidad de publicación de los Términos de Referencia Definitivos se precisarán naturaleza, objeto y valor de esta garantía, según el Tipo de Área y la prospectividad de las que sean materia de Propuesta.

4.16 *"7.5.2. Evaluación y clasificación áreas tipo 3: Teniendo en cuenta que el derecho a pasar de un TEA a un contrato E&P sólo aplica automáticamente para un área, de las tres posibles, y teniendo en cuenta que el factor primario de asignación de estas áreas será el mayor "X" de producción, sugerimos aclarar que el pago de éste "X" aplicará sólo a la primera área del contrato E&P. No es pertinente ofrecer/aplicar una participación a la ANH sobre las otras dos áreas E&P, que el proponente de un TEA no tiene aseguradas al momento de ofrecer un "X" de producción para éstas".*

Consideraciones de la ANH:

De acuerdo con el numeral 7.5.2 del Proyecto de Términos de Referencia, el factor primario de adjudicación de los Contratos de Evaluación Técnica -TEA- correspondientes a las Áreas Tipo 3, Continentales, con prospectividad para Yacimientos Convencionales, y Costa Afuera ("Offshore") prospectivas también para Yacimientos Convencionales, es la mayor **Inversión Adicional en Exploración**, por encima de la exigida en el **Programa Mínimo** establecido por la **ANH**.

Ello se fundamenta en la necesidad de contar con mayor información acerca del subsuelo de estas superficies, de las cuales se dispone de poco conocimiento técnico, de manera que se requiere incentivar su exploración y la ejecución de estudios de evaluación que determinen su prospectividad.

7.5 Evaluación Y Calificación

La calificación de las **Propuestas** validadas tiene por objeto establecer el **Orden Preliminar y Definitivo de Elegibilidad** para efectos de la adjudicación del o de los **contratos** proyectados y la asignación del o de las **Áreas** correspondientes a los mismos.

Se llevará a cabo como resultado de la evaluación de los factores de ponderación que se determinan a continuación.

"(...)

7.5.2 Tipo 3

- **Continentales con** prospectividad para **Yacimientos Convencionales**
- **Costa Afuera** ("Offshore") con prospectividad para **Yacimientos Convencionales**

Factor Primario:

Mayor **Inversión Adicional en Exploración** sobre el **Programa Mínimo Exploratorio** establecido por la ANH, expresada en dólares de los Estados Unidos de América (USD\$).

Factor Secundario:
(Criterio de Desempate)

Mayor **Participación Porcentual en la Producción (X%)** ofrecido. Debe corresponder a número entero mayor o igual a uno (1) y hasta cien (100).

Si persiste la igualdad, la **ANH** ofrecerá a los **Proponentes** empatados celebrar conjuntamente el **Contrato** proyectado, sobre la base de hacerlo en proporciones iguales, siempre que convengan en ello unánimemente. De lo contrario, asignará el **Área** por sorteo con balotas y resultará favorecido aquel que saque el número mayor.

Los Contratos de Evaluación Técnica, TEA otorgan derecho preferencial al Contratista Individual o Plural para suscribir Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos, E&P, sobre una porción del Área que aquel seleccione, pero dentro de los límites fijados en la Minuta de Contrato, finalizada la Etapa Única de Evaluación Técnica.

Dichos límites corresponden a un máximo de doscientas mil hectáreas (200.000 Has.) si se trata de Áreas Continentales, prospectivas para Yacimientos Convencionales y de hasta cuatrocientas mil hectáreas (400.000 Has.) para Áreas Costa Afuera, también prospectivas para Yacimientos Convencionales.

En estos casos, las partes convienen el Programa Exploratorio por acometer, que debe ser por lo menos igual al total de la Primera Fase de un Contrato E&P para el tipo de Área de que se trate, incluidos mínimo y adicional.

En el curso de la Ronda, los Proponentes deben ofrecer el porcentaje de Participación en la Producción (X%) que se comprometen a entregar a la ANH, en caso de optar efectivamente por la conversión.

En efecto, estipula la Minuta TEA:

CLÁUSULA 19.- CONVERSIÓN:

19.1 **Oportunidad:** Durante el plazo de ejecución de este Contrato y los dos (2) meses siguientes a su finalización, el o los **Contratista(s)** tiene(n) derecho exclusivo de someter a la **ANH** propuesta para celebrar Contrato de Exploración y Producción, E&P, sobre todo o parte del área asignada en Evaluación Técnica.

19.2 **Propuesta:** debe contener, como mínimo: (i) la delimitación e identificación del Área o la porción del Área asignada en Evaluación Técnica, respecto de la cual someten a la **ANH** propuesta de conversión; (ii) todas las actividades que integran el Programa Exploratorio Mínimo que se compromete(n) a acometer de acuerdo con el Tipo de Área y Yacimiento, así como las inversiones requeridas para su completa ejecución. Ha de contener las mismas o superiores actividades e inversiones que las previstas para el efecto en el numeral 4.3 de los Términos de Referencia. (iii) Las actividades que integran el Programa Exploratorio Adicional que ofrece(n) acometer, también de acuerdo con el Tipo de Área y Yacimiento, así como las Inversiones requeridas para su completa ejecución, y (iv) el Porcentaje de Participación en la Producción que está(n) dispuesto(s) a entregar a la **ANH**, en su caso, que no puede ser inferior al ofrecido en el Procedimiento de Selección que dio lugar al Contrato TEA.

19.3 **Extensión del Área:** las Continentales propuestas han de tener extensión de hasta doscientas mil (200.000) hectáreas, mientras las Costa Afuera, máximo cuatrocientas (400.000) hectáreas.

De lo expuesto se concluye, de una parte, que el Factor Primario de Adjudicación de los Contratos de Evaluación Técnica, TEA es la Mayor Inversión Adicional en Exploración, y NO la más alta Participación en la Producción (X%); de otra, que es el mismo Contratista Individual o Plural que selecciona el Área objeto del Contrato de Exploración y Producción -E&P- por celebrar, que debe corresponder a los límites fijados, y, finalmente, que la Participación en la Producción (X%) que ofrezca estipular en el Contrato E&P debe ser, como mínimo, la propuesta en la Oferta presentada en desarrollo de la "*Ronda Colombia 2014*".

Finalmente, procede advertir que para las Áreas Tipo 2, prospectivas para Yacimientos No Convencionales, sobre las cuales se plantea celebrar Contratos de Exploración y Producción, E&P, la **ANH** proyecta modificar los Términos de Referencia, de manera que los Factores de ponderación dispuestos en el Numeral 7.5.2 se inviertan y el Primario sea

la mayor **Inversión Adicional en Exploración** sobre el **Programa Mínimo Exploratorio** fijado por la Entidad, y el Secundario y criterio de desempate, el más alto Porcentaje de Participación en la Producción (X%) ofrecido a favor de la **ANH**, por el interés de contar con mayor información técnica sobre estas Áreas, e incrementar el conocimiento del subsuelo como resultado de los Programas de Exploración por acometer.

4.16 "8.3. *Garantías contratos: Sugerimos permitir el endoso de la póliza de responsabilidad civil extracontractual global de la casa matriz, si ésta ya cubre los solicitado por el contrato E&P/ TEA que se suscriba". (Sic)*

Consideraciones de la ANH:

La propuesta así formulada pone de presente que se pasaron por alto los numerales 41.9 de la Cláusula 41 del Proyecto de Minuta de Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos, E&P y 35.9 de la Cláusula 35 de la Minuta de Contrato de Evaluación Técnica, TEA, que estipulan precisamente la posibilidad de sustituir este seguro con la presentación de póliza global de responsabilidad civil extracontractual otorgada por el o los Contratistas, siempre que reúna y cumpla todas y cada una de las condiciones, términos, requisitos, derechos y obligaciones establecidos en el Contrato, los Términos de Referencia de la "Ronda Colombia 2014" y la ley colombiana, para este tipo de seguros tomados en favor de una entidad estatal.

Minuta E&P

Cláusula 41.- Seguro de Responsabilidad Civil Extracontractual:

"(...)

41.9 **Sustitución:** La póliza de garantía de responsabilidad civil extracontractual prevista en esta estipulación puede ser sustituida con la presentación de póliza global de responsabilidad civil extracontractual otorgada por el o los **Contratista(s)**, siempre que reúna y cumpla todas y cada una de las condiciones, términos, requisitos, derechos y obligaciones establecidos en este Contrato, los Términos de Referencia de la "Ronda Colombia 2014" y la ley colombiana, para este tipo de seguros tomados en favor de una entidad estatal; que el valor asegurado cubra los montos exigidos, y que se acompañe de declaración bajo la gravedad del juramento del representante legal o convencional del o de los **Contratistas** y del asegurador, en las que se hagan constar todas las anteriores circunstancias.

Minuta TEA

Cláusula 35.- Seguro de Responsabilidad Civil Extracontractual:

"(...)

35.9 **Sustitución:** La póliza de garantía de responsabilidad civil extracontractual prevista en esta estipulación puede ser sustituida con la presentación de póliza global de responsabilidad civil extracontractual otorgada por el o los **Contratista(s)**, siempre que

reúna y cumpla todas y cada una de las condiciones, términos, requisitos, derechos y obligaciones establecidos en este Contrato, los Términos de Referencia de la "Ronda Colombia 2014" y la ley colombiana, para este tipo de seguros tomados en favor de una entidad estatal; que el valor asegurado cubra los montos exigidos, y que se acompañe de declaración bajo la gravedad del juramento del representante legal o convencional del o de los Contratista(s) y del asegurador, en las que se hagan constar todas las anteriores circunstancias.

- 4.17 "8.9. FASE 0: Sugerimos ampliar a un año la prórroga en el término de ésta fase (actualmente es de 3 meses), especialmente en regiones cuyos bloques se superponen con un gran número de etnias/comunidades a quienes se les debe consultar. Este plazo está más acorde con la realidad del país y reduciría las solicitudes de ampliación de términos para esta fase que comúnmente se radican a la ANH".

Consideraciones de la ANH:

Confrontar la respuesta consignada en el Numeral 4.7.

En los Términos de Referencia Definitivos se proyecta ampliar la prórroga de la Fase 0 de tres (3) a seis (6) meses, y autorizar a la ANH para otorgar extensiones adicionales, hasta el cumplimiento efectivo de las obligaciones correspondientes a la misma, en las condiciones y términos consignados.

5.- Observaciones de Mansarovar Energy

- 5.1 *Numeral 6.5 Acreditación de la Capacidad Económico Financiera. "En cuanto al Formato de Patrimonio Neto Residual: Se solicita eliminar los ajustes a los activos, tal como se ilustra en el Formato de Patrimonio Neto Residual. Algunos de los activos que están incluidos dentro de los ajustes, como "Goodwill", "Activos intangibles" y "Activos exploratorios", son inversiones realmente realizadas por los inversionistas dentro del desarrollo de sus negocios, y por lo tanto hacen parte integral de su fortaleza patrimonial. Contrario es el caso de las "Valorizaciones" que son consecuencia de un efecto contable de ajustes por inflación, lo cual no representa una inversión real hecha por los inversionistas."*

Consideraciones de la ANH

La **ANH** no pone en duda que conceptos como el "Goodwill", los "Activos Intangibles" y los "Exploratorios" forman parte del Patrimonio de los Proponentes.

No obstante, el ajuste establecido para determinar el denominado Patrimonio Neto Residual no tiene como finalidad excluir elementos del Patrimonio, por no comportar inversiones reales, sino que persigue evaluar exclusivamente aquellos conceptos que -en

criterio de la Entidad- permiten establecer que los Participantes cuentan con respaldo efectivo y realizable para acometer las actividades objeto de los Contratos por adjudicar y cumplir oportuna, eficaz y eficientemente las obligaciones y compromisos que se derivan de los mismos.

5.2 *"En cuanto al cálculo del Cobertura del Servicio de la Deuda: Necesitamos que se nos confirme la fórmula de cálculo de Cobertura del Servicio de la Deuda. En los Términos de Referencia se define como Deuda Neta/Servicio de la Deuda. Sin embargo, en las respuestas enviadas por la ANH el día 17 marzo de 2014, en el Formato No. 9 se define como EBITDA/Servicio de la Deuda. Dependiendo de la fórmula sería necesario cambiar la tabla de valores. Agradecemos entonces la respectiva aclaración a este punto."*

Consideraciones de la ANH:

Tiene razón en la observación, ya que para la Cobertura del Servicio de la Deuda se parte de la capacidad de generación operacional de la persona jurídica, de manera que el indicador apropiado es EBITDA/Servicio de la Deuda, como se consigna a continuación:

6.5 **Acreditación de la Capacidad Económico Financiera**

El **Proponente Individual** y cada uno de quienes integren **Proponentes Plurales** deben demostrar que tienen los recursos financieros suficientes para atender en forma oportuna, eficaz y eficiente los proyectos y los compromisos a su cargo, y para asumir las obligaciones y prestaciones derivadas del o de los **Contratos** que se celebren como resultado del **Procedimiento de Selección "Ronda Colombia 2014"**.

La Capacidad Económico Financiera se determina en función del Patrimonio Neto Residual, la Capacidad de Endeudamiento y la Cobertura del Servicio de la Deuda, mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{CEF} = (50\% * \text{PNR}) + (25\% * \text{RE} * \text{PNR}) + (25\% * \text{RSD} * \text{PNR})$$

Dónde:

CEF	Capacidad Económico Financiera
PNR	Patrimonio Neto Residual
RE	Rango de Endeudamiento
RSD	Rango del Servicio de la Deuda

El Patrimonio Neto Residual del Proponente Individual o de los integrantes de Proponentes Plurales corresponde al obtenido del diligenciamiento del Formato Anexo No. 7, denominado precisamente Patrimonio Neto Residual.

Para determinar el **Rango de Endeudamiento** del **Proponente Individual** o de los integrantes de **Proponentes Plurales**, conforme a la Tabla que se consigna a continuación, se debe diligenciar el **Formato Anexo No. 8**, denominado **Capacidad de Endeudamiento**.

Deuda Neta / EBITDA	Rango de Endeudamiento
0 <= 1.5	1,00
1.5 <= 3	0,67
3 <= 4.5	0,33
> 4.5	0

Por su parte, para determinar la **Cobertura del Servicio de la Deuda** del **Proponente Individual** o de los integrantes de **Proponentes Plurales**, conforme a la Tabla que se consigna a continuación, se debe diligenciar el **Formato Anexo No. 9**, denominado precisamente **Cobertura del Servicio de la Deuda**.

EBITDA / Servicio de la Deuda	Rango Cobertura Servicio Deuda
<= 1.2	0
1.2 <= 2.0	0,33
2.0 <= 3.0	0,67
> 3.0	1,00

En orden a determinar la **Capacidad Económico Financiera** en casos de **Proponentes Plurales**, debe sumarse el resultado de los cálculos de cada uno de sus integrantes, obtenidos en proporción a su respectiva participación en la asociación de que se trate.

En los Términos de Referencia Definitivos se hará la correspondiente corrección.

- 5.3 *"Numeral 6.6 Acreditación de la Capacidad Técnica Operacional: Se propone el siguiente cambio de redacción en cuanto al primer caso para que se pueda exceptuar de la obligación de acreditar los requisitos de Capacidad Técnica y Operacional, reemplazando haber operado Contratos de Exploración y Producción – E&P, por haber operado contratos cuyo objeto comprenda la exploración y explotación de hidrocarburos, así:*

"Igualmente se exceptúan de la obligación de acreditar los requisitos de Capacidad Técnica y Operacional establecidos en este numeral, el Proponente Individual o el Operador en casos de Proponentes Plurales, que acrediten cumplir una de las siguientes condiciones: i) Haber operado contratos cuyo objeto comprenda la exploración y explotación de hidrocarburos en los últimos diez (10) años, con inversiones efectivas superiores a quinientos millones de dólares de los Estados Unidos de América (USD\$ 500.000.000) o su equivalente (...).

Este cambio es con el fin incluir la experiencia nacional e internacional de compañías con modalidades de contratos diferentes a los E&P. Esto se permitió en la Ronda 2012 (ver Adendo 4 – Términos de referencia en donde se evidencia esta redacción)."

Consideraciones de la ANH:

Confrontar la respuesta al numeral 4.12 precedente.

- 5.4 *"Numeral 6.8 Acreditación de Capacidad en Materia de Responsabilidad Social Empresarial: se propone que se considere la eliminación del requerimiento de obtener firmas de "el revisor fiscal, auditor externo o quien haga sus veces", tal como se hizo en el proceso Ronda Colombia 2012. Adjunto Adendo 4 – Términos de referencia en donde se evidencia su eliminación."*

Consideraciones de la ANH:

La ANH accede a esta solicitud, como se reflejará en los Términos de Referencia Definitivos.

6.- Observaciones de ONGC VIDESH Limited

- 6.1 *3.1. Publicación de documentos traducidos al idioma inglés en el sitio Web de la ANH: Se ha notado que ahí un considerable lapso de tiempo entre la publicación de importantes documentos en español y la traducción del mismo al idioma inglés en el sitio Web de la ANH. Por ejemplo el borrador de los términos de referencia fue publicado en español el 24 de Febrero de 2014, mientras que la traducción del mismo al idioma inglés fue publicada el 14 de Marzo de 2014, con tan solo 1 semana de disponibilidad para presentar los comentarios (Marzo 21 de 2014). Sin perjuicio de la primordial legalidad de los documentos de español sobre la traducción al idioma inglés, por lo tanto se le solicita a la ANH asegurarse que los documentos importantes sean publicados en español e inglés simultáneamente o que ese tiempo de diferencia no sea mayor de 2 a 3 días.*

Consideraciones de la ANH:

Los documentos relacionados con el Procedimiento de Selección "Ronda Colombia 2014" son extensos y complejos, de manera que su traducción al inglés toma tiempo. No obstante, la ANH procurará publicar las traducciones al inglés a la mayor brevedad posible.

- 6.2 *Lista de Anexos: Diferentes acuerdos / formas se han referido en el borrador de los Términos de Referencia pero los mismos no se han puesto a disponibilidad. Se le solicita a la ANH poner a disponibilidad estos acuerdos / formas lo más pronto posible, para que los comentarios, si los hubiere, en cuanto a estas formas se pudieran hacer por los posibles licitantes.*

Consideraciones de la ANH:

Remitirse y confrontar las consideraciones en torno a la Observación consignada en el numeral 4.1, de la Asociación Colombiana de Petr6leos, ACP.

Los Anexos y Formatos que forman parte de los T6rminos de Referencia del Procedimiento Competitivo "Ronda Colombia 2014" proyectan publicarse en versi3n definitiva al final del presente mes, para estudio y examen de los interesados, cuando se inicia una nueva etapa de observaciones y comentarios. Los hitos del Cronograma ser6n ajustados concordantemente.

Por lo pronto se han publicado los proyectos m6s importantes, constituidos por las Minutas de Contrato de Exploraci3n y Producci3n, E&P y de Evaluaci3n T6cnica, TEA.

6.3 *Punto 2 — Notificaci3n Legal: Los detalles de las limitaciones relacionadas con el 6rea, en particular estos impuestos por temas ambientales, presencia de comunidades 6tnicas o grupos, seguridad, orden p6blico, estrategia o intereses nacionales puede por favor ser informado a los posibles licitantes de antemano".*

Consideraciones de la ANH:

El numeral 3.4 del Proyecto de T6rminos de Referencia establece:

3.4 **Fichas Socio Ambientales** (Anexas en archivo magn6tico)

"Con el fin de orientar a los interesados, **Participantes, Proponentes y Contratistas**, acerca de los aspectos sociales y medio ambientales de cada una de las 6reas por asignar, la **ANH** prepar3 con car6cter exclusivamente informativo **Fichas Socio Ambientales** con datos generales sobre el nombre y **Tipo** de cada una; los municipios en que se encuentran ubicadas y el departamento al que pertenecen esos municipios; las corporaciones aut3nomas regionales con jurisdicci3n y competencia en materia ambiental y de recursos naturales en el 6rea; los "Territorios Colectivos" legalmente constituidos a favor de comunidades o grupos 6tnicos, y las extensiones definidas como "6reas Protegidas", entre ellas, parques nacionales y regionales, 6reas de manejo especial y reservas forestales, al tiempo que los denominados "Ecosistemas Estrat6gicos", como humedales, arrecifes de coral, p6ramos, pastos marinos y manglares.

La informaci3n consignada en las **Fichas Socio Ambientales** no incluye las comunidades ind6genas, las afrocolombianas y los pueblos ROM, que han ostentado posesi3n ancestral de territorios, pero no tienen titularidad colectiva sobre los mismos, de los que solamente podr6 tenerse conocimiento en la oportunidad de expedici3n de la certificaci3n sobre presencia de comunidades o grupos 6tnicos en el 6rea respectiva, por el Ministerio del Interior, a solicitud del correspondiente **Contratista**."

Como se consigna en el Numeral transcrito, la Entidad public3 en el portal www.rondacolombia2014.com las fichas socio ambientales con indicaci3n de los aspectos sociales y medio ambientales de cada una de las 6reas por asignar. Respecto de esta 6ltima materia, se precisan las extensiones definidas como "6reas Protegidas", entre ellas, parques nacionales y regionales, 6reas de manejo especial y reservas forestales, al tiempo

que los denominados "Ecosistemas Estratégicos", como humedales, arrecifes de coral, páramos, pastos marinos y manglares.

6.4 *"Cláusula 1.2: La ANH tiene el poder de emitir las adiciones finales a los Términos de Referencia, hasta el final del 4º día hábil, previo a la fecha final para presentar los documentos de calificación. Se solicita que en tal caso que la presentación de las ofertas se extienda por al menos 3 días hábiles más, de modo que los licitantes tengan al menos siete días hábiles para la presentación de los documentos después de la publicación de las adiciones."*

Consideraciones de la ANH:

La Entidad no está en condiciones de aceptar su solicitud.

El Proyecto de Términos de Referencia fue publicado desde el veintiuno (21) de febrero del año en curso, con el fin de que los interesados pudieran formular observaciones, hacer preguntas y proponer sugerencias respecto de las reglas contenidos en ellos y en torno a la documentación exigida. Desde esa oportunidad los interesados tuvieron oportunidad de conocer los documentos exigidos y preparar los que deben someterse a la Entidad para efectos de Habilitación.

Adicionalmente, a finales de mes se proyectan publicar los Términos de Referencia Definitivos y se ajustará consiguientemente la fecha máxima para someter los documentos de Habilitación.

En principio se prevén dos (2) meses para el efecto.

De acuerdo con la ley, si bien se pueden expedir adendas a los Términos de Referencia Definitivos, hasta el cuarto (4º) día hábil anterior a la fecha límite para presentar los documentos de Habilitación y modificar el Cronograma del Procedimiento de Selección hasta dos (2) días antes de la fecha citada, es claro que las modificaciones no impondrán cambios que no puedan ser adoptados por los Participantes dentro del término perentorio para tal presentación, por cuanto está obligada a respetar los principio que rigen la contratación de la ANH, y esta tiene interés en que concurra el mayor número de Participantes y Proponentes posible.

Precisamente para evitarlo se han establecido términos amplios para examinar las exigencias, proponer ajustes, examinar las sugerencias recibidas y procurar así que los Términos Definitivos no sufran variaciones importantes, salvo aquellas que satisfagan intereses de los Participantes.

6.5 3.5. "Cláusula 1.24 (definiciones): Refiriéndose al término "responsabilidad ilimitada" podría no ser apropiado como conjunto y solidario requisito ya estipulado. En consecuencia el término "responsabilidad ilimitada" podría ser considerado para ser borrado".

Consideraciones de la ANH:

El concepto corresponde a la responsabilidad que de acuerdo con la Ley Colombiana asumen los integrantes de Proponentes o de Contratistas Plurales.

En efecto, el artículo 7 de la Ley 80 de 1993, dispone:

"Artículo 7. De los Consorcios y Uniones Temporales: Para los efectos de esta ley se entiende por:

"1. Consorcio:

"Cuando dos o más personas en forma conjunta presentan una misma propuesta para la adjudicación, celebración y ejecución de un contrato, respondiendo solidariamente de todas y cada una de las obligaciones derivadas de la propuesta y del contrato. En consecuencia, las actuaciones, hechos y omisiones que se presenten en desarrollo de la propuesta y del contrato, afectarán a todos los miembros que lo conforman.

"2. Unión Temporal:

"Cuando dos o más personas en forma conjunta presentan una misma propuesta para la adjudicación, celebración y ejecución de un contrato, respondiendo solidariamente por el cumplimiento total de la propuesta y del objeto contratado, pero las sanciones por el incumplimiento de las obligaciones derivadas de la propuesta y del contrato se impondrán de acuerdo con la participación en la ejecución de cada uno de los miembros de la unión temporal.

"**Parágrafo 1.** Los proponentes indicarán si su participación es a título de consorcio o unión temporal y, en este último caso, señalarán los términos y extensión de la participación en la propuesta y en su ejecución, los cuales no podrán ser modificados sin el consentimiento previo de la entidad estatal contratante.

"Los miembros del consorcio y de la unión temporal deberán designar la persona que, para todos los efectos, representará al consorcio o unión temporal y señalarán las reglas básicas que regulen las relaciones entre ellos y su responsabilidad.

"(...)

"**Parágrafo 3.** En los casos en que se conformen sociedades bajo cualquiera de las modalidades previstas en la ley con el único objeto de presentar una propuesta, celebrar y ejecutar un contrato estatal, la responsabilidad y sus efectos se regirá por las disposiciones previstas en esta ley para los consorcios."

En tal sentido se ha pronunciado el Consejo de Estado al señalar:

"(...) Las uniones temporales, al igual que los consorcios, son formas de compartir riesgos entre personas naturales o jurídicas, que tienen capacidad para contratar con las

entidades públicas (artículo 6 de la Ley 80 de 1993): Las dos figuras para la presentación de propuestas para la adjudicación, celebración y ejecución de contratos están definidas en el artículo 7 de la Ley 80 de 1993. Así pues, tanto los miembros del consorcio como los de la unión temporal responden solidariamente por el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones derivadas de la propuesta y del contrato. No obstante, en la unión temporal, las sanciones por el incumplimiento de las obligaciones en mención deben imponerse según el grado de participación de cada miembro en la ejecución de estas, mientras que los integrantes de los consorcios responden solidariamente frente a las sanciones (...). (Subrayado)

En concordancia con la disposición superior, el Proyecto de Términos de Referencia determina que quienes integran **Consorcio** asumen responsabilidad solidaria e ilimitada frente a la **ANH** por el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de todos y cada uno de los compromisos, prestaciones y obligaciones derivados de la presentación de **Propuesta** y de la adjudicación, celebración, ejecución, terminación y liquidación del o de los contratos que lleguen a asignársele, incluidas las consecuencias y efectos de actuaciones u omisiones de todos o de cualquiera de ellos, con ocasión o en desarrollo de **Procedimiento, Propuesta o Propuestas y Contrato o Contratos**.

6.6 *"Cláusula 1.33, 1.34 y 1.35 (definiciones): Las cláusulas que se refieren al presente contrato, transacciones legales y negocios legales. Referente a esto se le solicita a la ANH poner a disposición los documentos/leyes relevantes".*

Consideraciones de la ANH:

Confrontar respuestas anteriores sobre los mismos aspectos.

La ANH reitera que los Anexos de los Términos de Referencia del Procedimiento Competitivo "Ronda Colombia 2014" proyectan publicarse en versión definitiva a finales del mes en curso, con el texto Definitivo de aquellos, una vez examinadas las observaciones y sugerencias de los interesados en torno al Proyecto.

Por lo demás, las Minutas de Contrato de Exploración y Producción, E&P y de Evaluación Técnica, TEA, principales Anexos a dichos Términos, ya se encuentran publicadas en la página WEB de la Entidad. En su texto se encuentran los conceptos correspondientes a los Derechos Económicos por los cuales se inquiera.

6.7 *Cláusula 3.4: Se le solicita a la ANH poner a disponibilidad los datos Sociales y Ambientales, compilados por la ANH en el sitio Web de la Ronda Colombia 2014.*

Consideraciones de la ANH:

Las fichas en materia socio ambiental de todas la Áreas objeto de la "Ronda Colombia 2014", a las que se refiere el numeral 3.4 del Proyecto de Términos de Referencia, fueron

publicadas en la Página Web www.rondacolombia2014.com. En la parte superior debe referirse al enlace "MAPAS".

6.8 *Cláusula 3.5 Devolución de Áreas: Se le solicita a la ANH revisar la disposición para la devolución de áreas. Puede esto por favor ser considerado por la ANH, que si el contratista decide entrar en la segunda fase de exploración se le permita retener el área completa del bloque para las áreas de tipo 1 y tipo 2.*

Consideraciones de la ANH:

Por favor confrontar la Respuesta consignada en el Numeral 1.4 de este documento a la ACP.

6.9 *Cláusula 4.3 Programa de Exploración: El Programa de Exploración para el tipo- 1 área offshore podría ser revisado frente a lo que fue estipulado por la ANH en la Ronda Colombia 2012. Los criterios de 2012, es decir 15 Km2 de sísmica 3D por cada superficie de 200 Km2, un estudio de piston core por cada 200 Km2 de área para la fase 1 podría ser considerado a ser conservados. Para la fase 2, perforación de 1 pozo exploratorio en vez de 2 igualmente podría ser considerada.*

Consideraciones de la ANH:

La ANH NO accede a su solicitud, por cuanto los Programas Exploratorios fueron diseñados por la Vicepresidencia Técnica de la Entidad en forma acorde con la Información Disponible sobre las Áreas y con las necesidades de exploración.

No obstante, en los Términos de Referencias Definitivos se precisará el cubrimiento sísmico de la Primera Fase, de manera que corresponda exclusivamente a la Adquisición y/o reprocesamiento sísmico 3D en al menos el cincuenta por ciento (50%) de la extensión total del Área.

16.10 *Cláusula 4.4 El programa adicional de exploración: El programa mínimo adicional de exploración para áreas offshore podría ser revisado para ser clasificado en múltiplos de USD 100.000 (como fue el caso de la Ronda Colombia 2012) en lugar de USD 1 millón.*

Consideraciones de la ANH:

La Entidad estima que para las Áreas Costa Afuera debe preverse una Inversión Mínima superior, habida cuenta de sus características especiales y de los costos de las inversiones en ellas.

16.11 *Cláusula 6.4 Capacidad Jurídica: Se solicita cierta cantidad de certificados. Se le solicita a la ANH velar porque este mismo propósito pueda ser consolidado por una garantía por parte del representante legal, relacionada con impuestos, disciplina fiscal y legal por parte del oferente en el pasado. Al menos para las compañías que hayan calificado anteriormente y tengan operaciones de Exploración y Producción vigentes en Colombia, la ANH podría considerar reemplazar el requerimiento de certificados por una simple garantía de la misma naturaleza.*

Consideraciones de la ANH:

La Entidad NO entiende el alcance de su sugerencia ni puede aceptarla.

Los documentos solicitados con el fin de acreditar la Capacidad Jurídica de los Participantes, es decir, su aptitud para adquirir derechos y contraer obligaciones con una Entidad Estatal, son de forzosa presentación, por requerirlo así el ordenamiento superior.

Las condiciones de una persona jurídica pueden modificarse con el transcurso del tiempo y el desarrollo de su actividad, de manera que no pueden hacerse valer los expedidos en el pasado, sino someterse debidamente actualizados.

Tampoco estos requerimientos son susceptibles de ser reemplazados por garantías. Buena parte corresponde a formatos que implican simplemente su debido diligenciamiento.

16.12 *Cláusula 6.6, 6.7 y 6.8 Técnico, Operacional, Ambiental y Capacidad CSR: Se le solicita a ANH que los términos de referencia deben ser expresamente citados que si la entidad ofertante es una subsidiaria de otra Entidad y es controlada por la última, el oferente puede confiar en la técnica, operacional, ambiental y capacidad CSR de su socio para calificar como oferente.*

Consideraciones de la ANH:

Aunque el texto de su Observación no es claro, lo cierto es que el Proyecto de Términos de Referencia establece expresamente la posibilidad de que personas jurídicas subordinadas de sociedades matrices, es decir, filiales y subsidiarias de las mismas, puedan acreditar Capacidad Técnica y Operacional, Económico Financiera, Medioambiental y en materia de Responsabilidad Social Empresarial, con los antecedentes y la experiencia de aquellas, es decir, de las Matrices o Controlantes, pero siempre que estas últimas asuman responsabilidad solidaria con su filial y subsidiaria por el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de las obligaciones, compromisos y prestaciones derivados de la presentación de los Documentos para Habilitación, de la Propuesta y del o de los Contratos que llegue a serles adjudicados.

6.13 "6.1. Pueden presentar propuesta individual o conjunta en desarrollo de la "**Ronda Colombia 2014**" las personas jurídicas nacionales y extranjeras que acrediten reunir los requisitos de **Capacidad** fijados en el presente **Capítulo**, para cuyo efecto deben obtener **Habilitación** de la **ANH**.

*En consecuencia, **NO** se aceptarán **Propuestas** de sucursales ni acreditación de requisitos por personas jurídicas distintas del **Proponente Individual** o de quienes integren **Proponente Plural**, salvo que la matriz o **Controlante** que los acredite asuma responsabilidad solidaria por el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de las obligaciones y compromisos a cargo de **Proponente** y eventual **Contratista** mediante garantía de deudor solidario emitida por la matriz o **Controlante**."*

Consideraciones de la ANH:

Confrontar respuesta consignada en el numeral 4.10 del presente Documento.

16.14 *Cláusula 7.1.2 Inversión Adicional: Se le solicita a la ANI-I aclarar, si la inversión adicional es un criterio de empate o genera rechazo de la oferta.*

Consideraciones de la ANH:

También resulta confusa la observación propuesta.

La mayor **Inversión Adicional en Exploración** es criterio de adjudicación Primario de algunas de las Áreas objeto del Procedimiento y Secundario de las demás.

Naturalmente es por tanto requisito indispensable de las Propuestas ofrecer siempre una cantidad por invertir en actividades exploratorias, por encima del fijado para el Programa Exploratorio Mínimo por la misma ANH, en dólares de los Estados Unidos de América, en múltiplos de cien mil (USD 100.000) o de un millón (USD 1.000.000), según el Tipo de Área de que se trate, y constituye obligación esencial del Contratista Individual o Plural invertir la suma ofrecida en el desarrollo de las actividades que integran el Programa Exploratorio Adicional, también además del mínimo establecido por la Entidad.

No ofrecer Inversión Adicional en Exploración, es causal de Rechazo de las Propuestas.

Así se dispone expresamente en los siguientes apartes:

Proyecto de Términos de Referencia

- 1.14 **Inversión Adicional:** Suma de dinero expresada en dólares de los Estados Unidos de América, en múltiplos de cien mil dólares de los Estados Unidos de América (USD100.000), si se trata de **Áreas Continentales** o de un millón de dólares de los Estados Unidos de América (USD 1.000.000) para **Áreas Costa Afuera**, que el **Proponente Individual** o **Plural** ofrece invertir para sufragar los costos y gastos de las actividades exploratorias adicionales propuestas, por encima de las establecidas en el **Programa Mínimo** fijado por la **ANH** para cada **Área** objeto de asignación.

La **Inversión Adicional** se considera parte esencial e integral del **Programa Exploratorio**. Debe ser efectivamente invertida en el curso de la **Primera Fase** de los **Contratos de Exploración y Producción -E&P-** o en el plazo de ejecución de los **Contratos de Evaluación Técnica -TEA-**, so pena de entregar a la **ANH** el saldo que no hubiera sido efectivamente invertido, denominado **Inversión Remanente**.

El valor de la **Inversión Adicional** debe ser diligenciado en el **Formato** Anexo No. 13.

- 1.15 **Propuesta:** Ofrecimiento formal de **Proponente Individual** o **Plural** que aspira a la asignación de **Área** o **Áreas** para adelantar actividades de evaluación técnica y/o de exploración y explotación de hidrocarburos en desarrollo de este **Procedimiento de Selección**, en el cual determina el **Programa Exploratorio** que se compromete a acometer, por encima del **Mínimo** impuesto por la **ANH**, junto con los recursos que ofrece invertir para el efecto, **Inversión Adicional**, sin perjuicio de eventuales saldos que deben ser entregados a aquella, **Inversión Remanente**; así como la **Participación en la Producción** que está dispuesto a entregar a la **ANH**, sin perjuicio de las **Regalías** y de los demás **Derechos Económicos** a favor de esta última, en su caso, todo con el propósito de celebrar y ejecutar **Contrato** o **Contratos de Exploración y Producción, -E&P-** y/o de **Evaluación Técnica -TEA-**, de conformidad con el ordenamiento superior, estos **Términos de Referencia** y las estipulaciones de la **minuta** o modelo contractual correspondiente, junto con todos sus anexos. Se denomina también **Oferta** u **Ofrecimiento**.

“(…)

4.4 Programa Exploratorio e Inversión Adicionales

Además del desarrollo y ejecución de las actividades técnicas que integran el **Programa Exploratorio Mínimo** exigido por la **ANH** para cada **Área**, con su correspondiente inversión de recursos, los **Proponentes** deben ofrecer y los **Contratistas** asumen la obligación de acometer y llevar a cabo aquellas complementarias relacionadas en el **Programa Exploratorio Adicional**, que junto con el señalamiento de las inversiones igualmente **adicionales** indispensables para el efecto, se comprometen a realizar, de resultar favorecidos con la adjudicación del o de los **Contratos** proyectados.

Por consiguiente, de acuerdo con el concepto incorporado en el **Capítulo Primero** sobre **Definiciones**, se entiende por **Inversión Adicional** las sumas de dinero parciales y total, expresadas en dólares de los Estados Unidos de América, en múltiplos de cien mil dólares de los Estados Unidos de América (USD 100.000), si se trata de **Áreas Continentales** o de un millón de dólares de los Estados Unidos de América (USD 1.000.000) para **Áreas Costa Afuera** y prospectivas para **Yacimientos No Convencionales**, que el **Proponente Individual** o **Plural** ofrece invertir para sufragar los costos y gastos de las actividades exploratorias **adicionales** propuestas, por encima de las establecidas en el **Programa Mínimo** fijado por la **ANH** para cada **Área** objeto de asignación.

La **Inversión Adicional** se considera parte esencial e integral del **Programa Exploratorio**. Debe ser efectivamente invertida en el curso de la **Primera Fase** de los **Contratos de Exploración y Producción -E&P-** o en el plazo de ejecución de los **Contratos de Evaluación Técnica -TEA-**, so pena de entregar a la **ANH** el saldo que no hubiera sido efectivamente invertido, denominado saldo o **Inversión Remanente**.

Las actividades técnicas **adicionales** ofrecidas, el monto de la inversión propuesta para cada una y el valor total de la **Inversión Adicional**, deben ser diligenciados en el **Formato** que se acompaña a los **Términos de Referencia** como **Anexo No. 13**.

Con el fin de determinar el valor correspondiente a las actividades técnicas del **Programa Exploratorio Adicional** y de establecer las inversiones parciales y total requeridas y ofrecidas, en orden a su ejecución oportuna, completa, eficaz y eficiente, en archivo magnético se incorpora una **Tabla de Precios Unitarios a la que deben necesariamente sujetarse los Proponentes** al formular el correspondiente **Programa** y diligenciar correctamente el respectivo **Formato**.

Para eventuales actividades exploratorias distintas de las relacionadas en la **Tabla de Precios Unitarios**, los **Proponentes** deben establecer el monto de la inversión correspondiente, debidamente soportado.

"(...)

7.5 Evaluación y Calificación

La calificación de las **Propuestas** validadas tiene por objeto establecer el **Orden Preliminar** y **Definitivo de Elegibilidad** para efectos de la adjudicación del o de los **contratos** proyectados y la asignación del o de las **Áreas** correspondientes a los mismos.

Se llevará a cabo como resultado de la evaluación de los factores de ponderación que se determinan a continuación.

7.5.1 Áreas Tipo 1

- **Continental** para **Yacimientos Descubiertos**
- **Continental** con prospectividad para **Yacimientos Convencionales**
- **Costa Afuera** ("*Offshore*") con prospectividad para **Yacimientos Convencionales**

Áreas Tipo 2

- **Continental** con prospectividad para **Yacimientos No Convencionales**

Factor Primario:

Mayor **Participación Porcentual en la Producción (X%)** ofrecida. Debe corresponder a número entero mayor o igual a uno (1) y hasta cien (100).

Factor Secundario: (Criterio de Desempate)

Mayor **Inversión Adicional en Exploración** sobre el **Programa Mínimo Exploratorio** establecido por la **ANH**, expresada en dólares de los Estados Unidos de América (USD\$).

7.5.2 Tipo 3

- **Continental con prospectividad para Yacimientos Convencionales**

- **Costa Afuera** (“Offshore”) con prospectividad para **Yacimientos Convencionales**

Factor Primario: Mayor **Inversión Adicional en Exploración** sobre el **Programa Mínimo Exploratorio** establecido por la **ANH**, expresada en dólares de los Estados Unidos de América (USD\$).

Factor Secundario: (Criterio de Desempate) Mayor **Participación Porcentual en la Producción (X%)** ofrecido. Debe corresponder a número entero mayor o igual a uno (1) y hasta cien (100).

Si persiste la igualdad, la **ANH** ofrecerá a los **Proponentes** empatados celebrar conjuntamente el **Contrato** proyectado, sobre la base de hacerlo en proporciones iguales, siempre que convengan en ello unánimemente. De lo contrario, asignará el **Área** por sorteo con balotas y resultará favorecido aquel que saque el número mayor.

Finalmente, procede advertir que para las Áreas Tipo 2, prospectivas para Yacimientos No Convencionales, la **ANH** proyecta modificar los Términos de Referencia, de manera que los Factores de ponderación dispuestos en el Numeral 7.5.2 se inviertan y el primario sea la mayor **Inversión Adicional en Exploración** sobre el **Programa Mínimo Exploratorio** fijado por la Entidad, y el secundario y criterio de desempate, el más alto Porcentaje de Participación en la Producción (X%) ofrecido a favor de la **ANH**, por el interés de contar con mayor información técnica sobre estas Áreas, e incrementar el conocimiento del subsuelo como resultado de los Programas de Exploración por acometer.

16.14 *Cláusula 7.2 Garantía de Seriedad: Se lo solicita a la ANI-I solicita poner a disponibilidad el texto de Garantía de Seriedad y una lista de bancos autorizados elegibles para emitir dicho documento.*

Su observación pone de presente que ha confundido la Garantía de Seriedad de la o las Propuestas, destinada a asegurar la firmeza y el vigor de las mismas y las obligaciones derivadas de su presentación, en especial, las de concurrir en tiempo a la celebración del o de los Contratos efectivamente adjudicados, y otorgar las garantías y seguros contractuales, con la Garantía de Cumplimiento exigida en el Contrato para amparar la satisfacción oportuna, eficaz y eficiente de las prestaciones, obligaciones y compromisos derivados de su celebración, ejecución, terminación y liquidación.

Dispone el Proyecto de Términos de Referencia:

1.38 **Garantía de Seriedad:** Fianza que ampara la seriedad de la o las **Propuestas** presentadas en desarrollo de este **Procedimiento de Selección**; el mantenimiento de sus términos y condiciones por el plazo exigido y sus extensiones, si las hubiera, así como el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de los compromisos y obligaciones derivados de tal presentación, entre ellos, el de suscribir el o los contratos proyectados,

en caso de adjudicación, y de satisfacer en tiempo los requisitos de ejecución de los mismos, todo ello de acuerdo con el ordenamiento superior y estos **Términos de Referencia**.

(...)

7.2 Garantía de Seriedad

Para afianzar la seriedad de cada **Propuesta**, el respectivo **Proponente** debe constituir y acompañar garantía a favor de la **ANH**, vigente entre la fecha de presentación de aquella y el día en que tenga lugar la aprobación de las garantías contractuales, e inicialmente por seis (6) meses, contados a partir de la primera de las fechas citadas, prorrogables en función de lo expuesto, de manera que el ordenante adquiere el compromiso de extenderla, si a ello hubiere lugar.

La **ANH** mantendrá en custodia las garantías y devolverá las otorgadas por **Proponentes** que no resulten favorecidos con la adjudicación del **Área** respectiva, o, una vez suscritos los correspondientes **Contratos de Exploración y Producción-E&P** o **Contratos de Evaluación Técnica -TEA-** y aprobado las garantías contractuales correspondientes a los **adjudicatarios**.

Si bien es cierto que el texto transcrito omitió algunos requerimientos de esta Garantía de Seriedad, para la oportunidad de publicación de los Términos de Referencia Definitivos se precisarán naturaleza, objeto y valor, según el Tipo de Área y la prospectividad de las que sean materia de Propuesta.

16.15 *Cláusula 8 Contrato: Se solicita a la ANJ-1 poner a disponibilidad el texto del contrato final con su traducción en inglés que se espera (el ganador de la oferta) ser firmado con la ANH, preferiblemente un mes antes de la presentación de las ofertas.*

Consideraciones de la ANH:

Las minutas de los Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos, E&P y de Evaluación Técnica, TEA ya han sido publicadas en la Página WEB de la Entidad.

A finales del mes se proyectan publicar los Términos de Referencia Definitivos, junto con sus Anexos, tanto en español, como en inglés, y se iniciará una nueva ronda de observaciones y sugerencias, antes de la oportunidad para someter los documentos para la Habilitación de Participantes.

17.- Observaciones de Tecpetrol S.A.

17.1 *Sugerimos prever para las empresas calificadas para áreas Tipo 2 y 3 la posibilidad de presentar ofertas para el desarrollo de áreas Tipo 2 con las características y obligaciones contractuales previstas para áreas con prospectividad para yacimientos convencionales. Con esta propuesta se busca que en caso de que un área Tipo 2 no*

reciba ofertas considerando los compromisos correspondientes a yacimientos no convencionales, puedan ser tenidas en cuenta dichas ofertas en segundo orden de prelación en lugar de declarar desierta el área.

Consideraciones de la ANH:

Las Áreas objeto del Procedimiento de Selección han sido escogidas cuidadosamente por la Entidad, de acuerdo con sus características y teniendo en cuenta su prospectividad. Por consiguiente, NO es posible acceder a su solicitud.

CAPÍTULO TERCERO ÁREAS

3.1 Universo

El total de **Áreas** por asignar en desarrollo de la "**Ronda Colombia 2014**" asciende a ochenta y nueve (89), de las cuales setenta y seis (76) son **Continenciales** y trece (13) **Costa Afuera** ("Offshore").

3.2 Clasificación

Las **Áreas** por asignar en desarrollo de la "**Ronda Colombia 2014**" se clasifican como se establece a continuación:

2.2.1 Según la Información Técnica

En función de la información técnica disponible y del conocimiento geológico que se tiene sobre las mismas:

3.2.1.1 Tipo 1: Ubicadas en cuencas maduras, respecto de las cuales existe amplio conocimiento geológico. Serán asignadas bajo **Contratos de Exploración y Producción-E&P-**. De las ochenta y nueve (89) Áreas por asignar, cuarenta y siete (47) pertenecen a este Tipo, cuarenta y uno (41) Continenciales y seis (6) Costa Afuera. De las cuarenta y uno (1) Continenciales, once (11) corresponden a Yacimientos Descubiertos.

3.2.1.2 Tipo 2: Situadas en cuencas con nueva prospectividad, respecto de las cuales existe algún conocimiento geológico. Se proyectan asignar también bajo **Contratos de Exploración y Producción-E&P-**. Diecinueve (19) de las ochenta y nueve (89) Áreas por asignar pertenecen al Tipo 2 y son Continenciales prospectivas para Yacimientos No Convencionales.

3.2.1.3 Tipo 3: Ubicadas en cuencas frontera, respecto de las cuales existe escaso o ningún conocimiento geológico. Serán asignadas bajo **Contratos de Evaluación Técnica -TEA-**. De las ochenta y nueve (89) **Áreas** por asignar, veintitrés (23) son del **Tipo 3**. De ellas, dieciséis (16) son **Continenciales** y seis (6) **Costa Afuera**, todas prospectivas para **Yacimientos Convencionales**.

3.2.2 Según el Tipo de Yacimiento

De las ochenta y nueve (89) **Áreas** por asignar, diecinueve (19) del Tipo 2, Continenciales, han sido seleccionadas para Exploración y Producción de Yacimientos No Convencionales.

No obstante, si en el curso de la ejecución del respectivo **Contrato** de **Exploración y Producción -E&P-**, las actividades exploratorias acometidas permiten concluir prospectividad de **Yacimientos Convencionales**, el **Contratista** está facultado para explorarlos y explotarlos, en los términos y condiciones estipulados en el respectivo negocio jurídico.

Por el contrario, si en la ejecución de un **Contrato** de **Evaluación Técnica -TEA-** o de **Exploración y Producción -E&P-**, la evaluación realizada o las actividades exploratorias acometidas ponen de presente prospectividad de **Yacimientos No Convencionales**, el **Contratista** no está facultado para explotarlos, salvo que haya sido **Habilitado** para desarrollar estas **Áreas y Yacimientos**.

17.2 *Entendemos que la Capacidad Económico Financiera, Técnica Operacional, Medioambiental y en materia de Responsabilidad Social Empresarial de la Proponente puede ser acreditada mediante documentación de la Controlante y de sus afiliadas. Por favor confirmar nuestra interpretación.*

Consideraciones de la ANH:

Confrontar las respuestas consignadas en los numerales 4.9, 4.10 y 16.12.

Las personas jurídicas, NO las sucursales, que no tienen esa condición, pueden acreditar los requisitos de Capacidad Económico Financiera, Técnica y Operacional, Medioambiental y en materia de Responsabilidad Social Empresarial, con las propiedades, los antecedentes y la experiencia de su Casa Matriz o Controlante, siempre que esta última asuma responsabilidad solidaria por el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de las obligaciones, prestaciones y compromisos derivados de Propuesta y Contrato.

6.1 **Proponentes:**

Pueden presentar propuesta individual o conjuntaren desarrollo de la "**Ronda Colombia 2014**" las personas jurídicas nacionales y extranjeras que acrediten reunir los requisitos de **Capacidad** fijados en el presente **Capítulo**, para cuyo efecto deben obtener **Habilitación** de la **ANH**.

En consecuencia, **NO** se aceptarán **Propuestas** de sucursales ni acreditación de requisitos por personas jurídicas distintas del **Proponente Individual** o de quienes integren **Proponente Plural**, salvo que la matriz o Controlante que los acredite asuma responsabilidad solidaria por el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de las obligaciones y compromisos a cargo de Proponente y eventual Contratista mediante garantía de deudor solidario emitida por la matriz o Controlante.

17.3 *Por favor detallar los términos y condiciones de la garantía de deudor solidario solicitada en el numeral 6.1 de los Términos de Referencia como así también especificar el momento dentro del proceso en que la misma debe ser presentada a la ANH.*

Consideraciones de la ANH

La garantía de deudor solidario de la Casa Matriz debe someterse a la ANH junto con los documentos para Habilitación de las Personas Jurídicas Participantes Individuales o de integrantes de Participantes Plurales.

Las condiciones de la misma se incorporarán a los Términos de Referencia definitivos.

17.4 *En caso de que la Proponente acredite la Capacidad Económico Financiera mediante la documentación de la Controlante, por favor indicar cómo se calcula el Patrimonio Neto Residual, cuando los compromisos de inversión en exploración pendientes de ejecutar con la ANH se encuentran en cabeza de la Participante y no en cabeza de la Controlante.*

Consideraciones de la ANH:

Si la Casa Matriz o Controlante acredita los requisitos de Capacidad Económico Financiera, suscribe la garantía de deudor solidario y el o los Contratos adjudicados en desarrollo de la "Ronda Colombia 2014", también procede descontar los compromisos pendientes por ejecutar por concepto de inversiones exploratorias a cargo de la filial o subsidiaria, derivados de otros Contratos suscritos con la ANH.

17.5 *Respecto a la firma del Formato 11 vinculado a la Acreditación de la Capacidad Técnica Operacional, solicitamos que el mismo sea firmado únicamente por el Representante Legal, puesto que dicho Formato se sustenta en datos técnicos que escapan del ámbito de conocimiento y competencia de un contador, revisor fiscal o auditor externo y adicionalmente porque toda la documentación que brinda soporte al Formato estará debidamente certificada y auditada por terceros independientes con competencia en la materia. En caso que nuestra propuesta no sea aceptada, solicitamos que dicho Formato pueda ser firmado también por el auditor interno o Controller en reemplazo del revisor fiscal o auditor externo.*

Consideraciones de la ANH:

En general, los datos correspondientes a la Capacidad Técnica y Operacional de los Participantes constan en los Estados Financieros.

El o los Formatos correspondientes SÍ pueden ser suscritos por el Auditor Externo, Controller, o quien haga sus veces, si la persona jurídica correspondiente no está obligada a tener Revisor Fiscal.

6.6 Acreditación de la Capacidad Técnica Operacional

El **Proponente Individual** o el **Operador** en casos de **Proponentes Plurales**, que aspire a presentar **Propuesta** en desarrollo de la "**Ronda Colombia 2014**", debe acreditar que cuenta con la **Capacidad Técnica y Operacional** requerida, en términos

de niveles de producción, volúmenes de reservas y pozos perforados, de los cuales resulte posible suponer que tiene experiencia para conducir las operaciones del o de los **Contratos** proyectados, con arreglo a las mejores prácticas y las más recientes tecnologías de la industria petrolera.

Para el efecto deben diligenciar el **Formato No. 11** y presentarlo firmado por el representante legal, el contador y el revisor fiscal o auditor externo, de requerirlo la correspondiente persona jurídica.

Si se trata de operaciones en Colombia, la información será confirmada con el Ministerio de Minas y Energía y/o con los registros de la **ANH**.

Si los pozos perforados y/o la producción corresponden a operaciones en el exterior, los datos deben presentarse respaldados por certificación de la autoridad competente del respectivo país, que al hacerlo, dé cuenta de las facultades de que dispone.

La información respecto de reservas debe presentarse auditada por un tercero independiente, con arreglo a los lineamientos del Sistema de Administración de Recursos Petroleros (SPE-PRMS) y a los estándares de auditoría de reservas, o por autoridad competente del respectivo país.

Para convertir la producción de gas a petróleo equivalente, debe emplearse el siguiente factor de conversión: 1 BPE equivale a 5.700 PCG.

Sin perjuicio del deber de diligenciar el **Formato** correspondiente, quedan exceptuados de evaluación para establecer la **Capacidad Técnica y Operacional** los **Proponentes Individuales** y el **Operador** en casos de **Proponentes Plurales**, que figuren en la última publicación "The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Top Oil Companies" de "Petroleum Intelligence Weekly", como empresas del tipo integrado o "Upstream".

Igualmente se exceptúan de la obligación de acreditar los requisitos de **Capacidad Técnica y Operacional** establecidos en este numeral, el **Proponente Individual** o el **Operador** en casos de **Proponentes Plurales**, que acrediten cumplir una de las siguientes condiciones: i) Haber operado **Contratos de Exploración y Producción - E&P-** en los últimos diez (10) años, con inversiones superiores a quinientos millones de dólares de los Estados Unidos de América (USD\$ 500.000.000) o su equivalente, o ii) Contar con activos superiores a mil millones de dólares de los Estados Unidos de América (USD\$1.000.000.000) o su equivalente, y que para la fecha de solicitud de **Habilitación** sean operadores de al menos cinco (5) **Contratos de Exploración y Producción-E&P-**.

El **Proponente Individual** o el **Operador**, en casos de **Proponentes Plurales**, que no haya sido constituido o no haya incorporado en su objeto social el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, con por lo menos cinco (5) años de antelación a la fecha de presentación de la solicitud de **Habilitación**, puede suplir este requisito si acredita cumplir la condición establecida en el ordinal ii) del párrafo precedente.

La celebración y ejecución de **Contratos de Exploración y Producción E&P** debe ser certificada por el respectivo Contratante, con indicación de fecha, objeto, plazo de ejecución, inversiones realizadas y cumplimiento general del respectivo negocio jurídico. Los requisitos para acreditar **Capacidad Técnica y Operacional** varían en función del **Tipo de Área** y de **Yacimiento**, así:

6.6.1 Áreas Tipo 1 - Continentales para Yacimientos Descubiertos

- Mínimo un (1) pozo perforado en los últimos tres (3) años.
- Reservas Probadas propias, para el último ejercicio fiscal, reportadas en los Estados Financieros, no inferiores a cincuenta mil barriles de petróleo equivalentes (50.000 BPE) o Producción Mínima Operada de trescientos barriles de petróleo equivalentes por día (300 BPED).

6.6.2 **Áreas Tipo 1 - Continentales con prospectividad para Yacimientos Convencionales**

- Mínimo dos (2) pozos perforados en los últimos tres (3) años.
- Reservas Probadas propias, para el último período fiscal, reportadas en los Estados Financieros, no inferiores a dos millones de barriles de petróleo equivalentes (2 MBPE).
- Producción Mínima Operada de mil barriles de petróleo equivalentes por día (1.000 BPED). Debe haber sido alcanzada en cualquier oportunidad durante los tres (3) años inmediatamente anteriores a la fecha de presentación de los documentos para **Habilitación**, oportunidad en la cual el **Proponente Individual** o el **Operador**, en casos de **Proponentes Plurales**, debe tener en operación alguna producción, aún inferior a la exigida.

6.6.3 **Áreas Tipo 3 - Continentales con prospectividad para Yacimientos Convencionales**

- Reservas Probadas propias, para el último ejercicio fiscal, reportadas en los Estados Financieros, no inferiores a cinco millones de barriles de petróleo equivalentes (5 MBPE).
- Producción Mínima Operada de cinco mil barriles de petróleo equivalentes por día (5.000 BPED). Debe haber sido alcanzada en cualquier oportunidad durante los tres (3) años inmediatamente anteriores a la fecha de presentación de los documentos para **Habilitación**, oportunidad en la cual el **Proponente Individual** o el **Operador**, en casos de **Proponentes Plurales**, debe tener en operación alguna producción, aún inferior a la exigida.

6.6.4 **Áreas Tipo 1 -Costa Afuera ("Offshore") con prospectividad para Yacimientos Convencionales**

Áreas Tipo 2 - Continentales con prospectividad para Yacimientos No Convencionales, y

Áreas Tipo 3 - Costa Afuera ("Offshore") con prospectividad para Yacimientos Convencionales

- Reservas Probadas propias, para el último ejercicio fiscal, reportadas en los Estados Financieros, no inferiores a cincuenta millones de barriles de petróleo equivalentes (50 MBPE).
- Producción Mínima Operada de veinte mil barriles de petróleo equivalentes por día (20.000 BPED). Debe haber sido alcanzada en cualquier oportunidad durante los tres (3) años inmediatamente anteriores a la fecha de presentación de los documentos para **Habilitación**, oportunidad en la cual el **Proponente Individual** o el **Operador**, en casos de **Proponentes Plurales**, debe tener en operación alguna producción, aún inferior a la exigida.

17.6 *Respecto a la firma de los documentos que contienen las normas, prácticas y metas corporativas de Responsabilidad Social Empresarial solicitados en el numeral 6.8 de los Términos de Referencia, solicitamos que los mismos sean firmados únicamente por el Representante Legal, puesto que dicha materia escapa del ámbito de conocimiento y competencia de un revisor fiscal o auditor externo.*

Consideraciones de la ANH:

Confrontar respuestas consignada en los Numerales 4.13 y 5.4 del presente Documento.

La firma del Revisor Fiscal, Auditor Externo, Controller o quien haga sus veces, otorga seriedad, certeza y confiabilidad a la certificación correspondiente

18.- Talisman Colombia Oil & Gas Ltda.

Capítulo Primero: Definiciones:

18.1 *Además de las adoptadas por la ley, los Acuerdos 4 de 2012 y XX de 2014 (corresponde al Acuerdo por expedirse en materia de Yacimientos No Convencionales), del Consejo Directivo de la ANH, y por el Ministerio de Minas y Energía en la Resolución No. 18 0742 del 16 de mayo de 2012 o en la que la sustituya en cumplimiento del Decreto 3004 de 2013, para los efectos del presente Procedimiento de Selección y de la actuación contractual correspondiente, los términos que se relacionan a continuación tienen el significado que allí se consigna:*

Comentario Talisman: Se hace referencia al Acuerdo XX de 2014 por expedirse en materia de Yacimientos No Convencionales, ¿Cuál va ser la fecha en la que la ANH publique el reglamento final en materia de no convencionales? El xx de 2014, es que fecha y mes del 2014?

Consideraciones de la ANH:

Se trata del **Acuerdo 3 del 26 de marzo de 2014**, del Consejo Directivo de la ANH, que ya fue publicado en la Página WEB de la Entidad. Adicionó el Acuerdo 4 de 2012, con las reglas aplicables a la exploración y explotación de Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos.

El Proyecto correspondiente fue también publicado desde diciembre de 2014 y sobre su texto se recibieron y respondieron las observaciones de los interesados.

18.2 *1.40 Inversión Adicional: Suma de dinero expresada en dólares de los Estados Unidos de América, en de cien mil dólares de los Estados Unidos de América (USD 100.000), si se trata de Áreas Continentales o de un millón de dólares de los Estados*

Unidos de América (USD 1.000.000) para Áreas Costa Afuera, que el Proponente Individual o Plural ofrece invertir para sufragar los costos y gastos de las actividades exploratorias adicionales propuestas, por encima de las establecidas en el Programa Mínimo fijado por la ANH para cada Área objeto de asignación.

La Inversión Adicional se considera parte esencial e integral del Programa Exploratorio. Debe ser efectivamente invertida en el curso de la Primera Fase de los Contratos de Exploración y Producción -E&P- o en el plazo de ejecución de los Contratos de Evaluación Técnica -TEA-, so pena de entregar a la ANH el saldo que no hubiera sido efectivamente invertido, denominado Inversión Remanente.

Comentario Talisman: Este saldo se debe cancelar en efectivo? Podría invertirse en otros contratos que tenga el contratista tenga vigentes con la Agencia, de mutuo acuerdo entre las partes?

Consideraciones de la ANH:

Sí es posible que, de común acuerdo con la ANH, la Inversión Remanente se destine a otras actividades exploratorias en la misma Área asignada, o en Áreas materia de otros Contratos con la ANH, e, inclusive, en superficies administradas directamente por la Entidad, caso en el cual la información obtenida pasa a ser propiedad de aquella.

Confrontar respuestas consignadas en los numerales 4.3 y 4.6 del presente Documento.

- 18.3 *1.61 Yacimiento No Convencional: Formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos. Incluye los de crudo extrapesado. Los Yacimientos No Convencionales típicos incluyen, entre otros, las arenas y carbonatos apretados, el gas metano asociado a mantos de carbón, gas y petróleo de lutitas, las arenas bituminosas y los hidratos de metano.*

Comentario Talisman: Se está incluyendo en la categoría de no convencionales a los crudos extrapesados? Todos los yacimientos de crudos extrapesados? O solo los yacimientos de crudos extrapesados con formación rocosa con baja permeabilidad? No son claras las palabras Formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos. Incluye los de crudo extrapesado.

Si los crudos extrapesados están catalogados como no convencionales, cuáles son las implicaciones de esta clasificación? Traemos para su respuesta algunas consideraciones, pero quisiéramos saber si hay alguna otra:

- 1. Estos quiere decir que al ser clasificados los crudos extra pesados como no convencionales, estos estarían regulados por el Acuerdo XX de 2014 (corresponde al*

Acuerdo por expedirse en materia de Yacimientos No Convencionales), del Consejo Directivo de la ANH), y todo lo que este acuerdo implica? Este acuerdo aplicaría solo a los bloques adjudicados antes de ronda de 2012, o aplicará a los bloques adjudicados antes de ronda 2012, ronda 2012, ronda 2014 y futuros procesos?

2. Si son considerados No Convencionales los crudos extrapesados, esto implica que a los crudos extra pesados les aplicará la cláusula de precios altos de Po 81, o continuarán siendo exentos de precios altos?

3. Cual sería entonces el beneficio en regalías la de los no convencionales o la de los crudos extra pesados?

4. Si son considerados no convencionales los crudos extra pesados, tendrán que cumplir con el programa de confirmación exploratoria de al menos cuatro pozos?

5. Algunas áreas que han sido clasificadas como de Tipo 1 Convencional, tienen potencial para ser bloques de yacimientos de crudo extrapesado. Si a uno le es adjudicado un bloque bajo la categoría de Tipo I Convencional, pero realmente el potencial es de crudo extra pesado (que asumimos están catalogando como No Convencional en la definición de Yacimientos No Convencionales), quiere decir esto que usted tendría que cumplir con dos programas mínimos de trabajo? Un programa convencional y otro no convencional?

6. Algunas áreas que han sido clasificadas como de Tipo 1 Convencional, tienen potencial para ser bloques de yacimientos de crudo extra pesado. ¿Si un contratista que está calificado para operar un bloque catalogado como Tipo 1 Convencional (con capacidad financiera exigida de USD 6.000.000), se gana ese bloque con un factor X del 30% por ejemplo, ese 30% le aplicará a las unidades productoras de crudo extrapesado? Así el bloque haya sido catalogado como Tipo 1 Convencional, pero que en realidad hay un potencial de crudo extra pesado, que ha sido catalogado como no convencional en sus definiciones. ¿No deprimiría este factor del 30% la economía de un proyecto de crudos extra pesados que requiere altas inversiones de capital?

7. Las áreas tipo I Convencional tienen la obligación de hacer devoluciones parciales de área, mientras que los contratos que son firmados bajo la figura de No Convencional, no deben hacer devoluciones parciales de área durante el periodo exploratorio. ¿Qué pasa con los contratos Tipo 1 Convencional pero que tienen prospectividad de crudos extra pesados (los cuales entendemos han sido clasificados por la ANH como no convencionales según la definición), tendrán o no tendrán devolución de área?

Consideraciones de la ANH:

Su apreciación **NO** es exacta, como se explica a continuación:

1. Si bien tienen características especiales de baja movilidad, los Crudos Extrapesados pueden provenir tanto de Yacimientos Convencionales, como de No Convencionales, de acuerdo con la naturaleza y las características de cada uno de estos dos (2) Tipos. En estas condiciones, su exploración y explotación están regidas por el ordenamiento superior aplicable a los unos **o** a los otros. (Acuerdos 4 de 2012 o 3

de 2014, del Consejo Directivo de la ANH, respectivamente, y Resoluciones 18 1495 de 2009 y 9 0341 de 2014, del Ministerio de Minas y Energía, también respectivamente, o las normas que los modifiquen, deroguen, adicionen o complementen.)

2. NO puede por tanto sostenerse que todos los crudos extrapesados provienen de Yacimientos No Convencionales, ni que las reglas aplicables exclusivamente a estos últimos puedan predicarse de los originados en Yacimientos Convencionales. A cada uno corresponden entonces efectos normativos distintos.
3. El concepto de Yacimiento No Convencional fue tomado de la Resolución 18 0742 del 16 de mayo de 2012, derogada parcialmente por la distinguida como 9 0341 del 27 de marzo del 2014, ambas del Ministerio de Minas y Energía, con excepción de los artículos 18 y 19, sobre Acuerdos Operacionales.
4. El Acuerdo 3 del 26 de marzo de 2014 aplica a la exploración y explotación de hidrocarburos provenientes de Yacimientos No Convencionales, sea que los respectivos Contratos se hayan celebrado para adicionar negocios jurídicos anteriores a la Ronda 2012 o con ocasión de la misma, o que se celebren como resultado de la "*Ronda Colombia 2014*", tal como lo disponen los artículos 41, 55 y 58 del Acuerdo 4 de 2012, que fueron adicionados por el citado Acuerdo 3 de 2014.
4. Como se desprende de lo expuesto, el Derecho Económico por concepto de "Precios Altos" difiere según se trate de Crudos Extrapesados provenientes de Yacimientos Convencionales o No Convencionales, según se regula en la Minuta de Contrato.
5. En ningún caso los Hidrocarburos Extrapesados están sometidos al Derecho Económico por concepto de Precios Altos.
6. Para los crudos extrapesados aplican las reglas y estipulaciones fijadas en los reglamentos superiores según el Tipo de Yacimiento, Convencional o No Convencional, del cual provengan. Por consiguiente, para los originados en Yacimientos No Convencionales, sí aplica el Programa de Confirmación Exploratoria, según se regula en la correspondiente Minuta de Contrato.
- 7.- Los Programas Exploratorios, Mínimo y Adicional, aplicables dependerán del Tipo de Yacimiento del cual provengan los crudos extrapesados. En todo caso, en una misma Área puede haber desarrollo de Yacimientos Convencionales como de No Convencionales, cada uno sujeto al ordenamiento superior aplicable al Tipo de que se trate.

8. En los Términos de Referencia Definitivos se exigirá proponer un porcentaje de Participación en la Producción (X%) tanto para Hidrocarburos provenientes de Yacimientos Convencionales como No Convencionales. No obstante, el Área se adjudicará de acuerdo con los criterios o factores determinados para su Tipo, 1, 2 o 3, y el Tipo de Yacimiento para el cual ha sido clasificada.
9. Las Devoluciones Parciales de Áreas se sujetan también a las reglas correspondientes al Área de que se trate, según su Tipo, 1, 2 o 3, y el Tipo de Yacimiento para el cual se clasificó como prospectiva. No obstante, si en el curso de la ejecución Contractual, se encuentra prospectividad para otro Tipo de Yacimiento, sobre el Área remanente, es decir, la que se encuentre todavía asignada al Contratista, se aplicarán las reglas pertinentes sobre la materia para el Tipo de Yacimiento que se proyecte desarrollar. En otras palabras, siempre que sobre una determinada superficie se proyecte explorar y explotar Hidrocarburos provenientes de Yacimientos No Convencionales, sea que subsista con Convencionales o no, no se aplican devoluciones ulteriores de Áreas, hasta la culminación del Período Exploratorio.

El Acuerdo 3 de 2014 rige desde la fecha de su publicación, que tuvo lugar el 2 de abril de 2014 en el Diario Oficial 49111.

Los Programas Exploratorios están establecidos en los Términos según el Tipo de Área.

Para la producción de Hidrocarburos provenientes de Yacimientos No Convencionales aplican Regalías equivalentes al sesenta por ciento (60%) del porcentaje que pesa sobre la producción de Yacimientos Convencionales.

18.4 *CAPITULO TERCERO AREAS:* *3.2.2 Según el Tipo de Yacimiento*

De las ochenta y nueve (89) Áreas por asignar, diecinueve (19) del Tipo 2, Continentales, han sido seleccionadas para Exploración y Producción de Yacimientos No Convencionales.

No obstante, si en el curso de la ejecución del respectivo Contrato de Exploración y Producción -E&P-, las actividades exploratorias acometidas permiten concluir prospectividad de Yacimientos Convencionales, el Contratista está facultado para explorarlos y explotarlos, en los términos y condiciones estipulados en el respectivo negocio jurídico.

Por el contrario, si en la ejecución de un Contrato de Evaluación Técnica -TEA- o de Exploración y Producción -E&P-, la evaluación realizada o las actividades exploratorias acometidas ponen de presente prospectividad de Yacimientos No

Convencionales, el Contratista no está facultado para explotarlos, salvo que haya sido Habilitado para desarrollar estas Áreas y Yacimientos.

Comentarios Talisman: Vemos que si un bloque es adjudicado para para Exploración y Producción de Yacimientos No Convencionales, pero que si en el curso de la ejecución del respectivo Contrato de Exploración y Producción -E&P-, las actividades exploratorias acometidas permiten concluir prospectividad de Yacimientos Convencionales, el Contratista está facultado para explorarlos y explotarlos, en los términos y condiciones estipulados en el respectivo negocio jurídico.

Sin embargo, si no es la intención del contratista explorar y explotar el yacimiento convencional, ¿qué va pasar con los derechos de exploración y producción sobre este tipo de yacimiento?

- Entendemos por el borrador del reglamento de Yacimientos No Convencionales y las respuestas de la ANH a los comentarios del mismo hecho por la industria, que la ANH tendrá la facultad de asignarla a un nuevo contratista, y por ende habrá dos operadores en una misma área.*

Lo que no entendemos es que pasará con el contrato E&P adjudicado en la ronda 2014.

¿En este caso aplicará la figura de contrato adicional que estipula el borrador del reglamento o acuerdo XX de 2014? Porque si un nuevo contratista va entrar a explorar y explotar las unidades convencionales deberá tener nuevos compromisos exploratorios, devoluciones de áreas diferentes, fases de exploración diferentes etc. Por ende, ¿dónde se regulará esto? ¿En lo que ustedes llaman contrato adicional, pero que en este caso sería para las unidades convencionales, y donde el contrato inicial u original es para las unidades no convencionales?

Hacemos esta pregunta porque entendemos que la figura del contrato adicional es para los bloques que fueron adjudicados antes de la ronda 2012. ¿Pero que va pasar con estos nuevos contratos Ronda 2014? ¿Se mantendrán las figuras de contrato original y contrato adicional? ¿O se mantendrá el mismo contrato para los dos operadores?

Si es así, mismo contrato original con dos operadores, ¿Cómo jugaría la figura de responsabilidad en un contrato que tiene dos operadores trabajando en diferentes áreas o yacimientos, con diferentes intereses, pero bajo el mismo contrato?

Si el mismo contrato original se mantiene, ¿entonces cual sería la fecha efectiva del contrato para cada tipo de yacimiento, si su exploración y explotación empieza en diferentes fechas? Porque si el contrato de Ronda 2014 se firma para yacimiento no convencional, y tres años después la ANH adjudica la parte convencional a un tercero, no deberían tener fechas efectivas diferentes los dos tipos de yacimientos que están en un mismo bloque?

Consideraciones ANH:

1. Si el Contratista adjudicatario de un Área prospectiva para Yacimientos No Convencionales, encuentra que, como resultado de las actividades exploratorias, la misma tiene prospectividad para Yacimientos Convencionales, pero NO tiene interés en explorarlos ni explotarlos, mantiene los derechos y las obligaciones contractuales para el objeto inicial, pero la ANH adquiere facultad para asignar la misma Área a un tercero, exclusivamente para el desarrollo de los Yacimientos Convencionales que pudieran encontrarse, o puede emprender directamente estudios o actividades de exploración en la misma.
2. Su entendimiento es correcto. Además, como ya se señaló, el Reglamento correspondiente está contenido en el Acuerdo 3 del 26 de marzo de 2014, del Consejo Directivo de la ANH, que ya fue publicado. Las reglas aplicables al caso se encuentran también en las Minutas de Contrato.
3. Como se señaló, el Contrato E&P adjudicado en la "Ronda 2014", mantiene vigencia y fuerza vinculante para la exploración y producción de Yacimientos No Convencionales.
4. El Contrato Adicional regulado en el Acuerdo 3 de 2014, solamente aplica para los Contratos celebrados con anterioridad a la "Ronda 2012".
5. En el evento de que la ANH asigne el Área a un nuevo Contratista, exclusivamente para desarrollar los Yacimientos Convencionales, las relaciones entre las partes y los compromisos y obligaciones a cargo de aquel, se regurarán por ese nuevo Contrato y sus Anexos.
6. Habrá por tanto dos (2) Contratos distintos e independientes en la misma Área.
7. Por consiguiente, en estos casos NO aplica la figura del Contrato Adicional y habrá dos (2) Contratos distintos, el original para No Convencionales y el nuevo para Convencionales.
8. No se trata de un Contrato con dos (2) Operadores, sino de dos (2) Contratos distintos e independientes.
9. Naturalmente que la Fecha Efectiva, los Períodos, los Cronogramas de Actividades, los Compromisos Exploratorios y las Devoluciones de Áreas, serían igualmente diferentes e independientes entre sí.

18.5 *CAPITULO CUARTO PROGRAMAS EXPLORATORIOS POR ACOMETER*

4.2 Programas Exploratorios

En los Contratos de Evaluación Técnica -TEA-, la ejecución completa del Programa Exploratorio es de forzoso cumplimiento.

En los de Exploración y Producción -E&P-, son obligatorias las actividades e inversiones que integran la Primera Fase del Programa Exploratorio, tanto el Mínimo como el Adicional, salvo que, cumplidos los primeros dieciocho (18) meses del término de duración de dicha Fase, el Contratista ejercite el derecho de renunciar al Contrato, caso en el cual debe entregar a la ANH el monto de la inversión que falte por ejecutar del Programa Exploratorio Mínimo, y el ciento por ciento (100%) de las inherentes al Programa Exploratorio Adicional que no hayan sido completa y efectivamente desarrolladas.

Comentarios Talisman: En este párrafo se establece que en caso de renuncia en la primera fase habiendo cumplido los 18 meses, el contratista deberá pagar a la ANH el valor de la inversión faltante por ejecutar el Programa Exploratorio Mínimo y de la Inversión Adicional.

Consideramos que es necesario especificar que se está haciendo referencia al Programa Exploratorio Mínimo de la primera fase, pues de lo contrario podría interpretarse una obligación de pagar a la ANH el valor de la inversión total del Programa Exploratorio para todas las fases.

Entendemos que este deberá pagar hace referencia a pago en efectivo. ¿Estamos en lo correcto?

Con respecto a este párrafo tenemos otra duda, y tiene que ver con el borrador del reglamento o acuerdo XX de 2014. Si a ud se le asigna un bloque como Tipo I Convencional, pero en realidad lo que usted encuentra es que tiene potencial no convencional, ¿qué hace usted con los compromisos convencionales adquiridos? ¿Puede la actividad convencional comprometida ser reemplazada por actividad no convencional comprometida? Expresamos estas dudas por lo siguiente:

El párrafo 3 de la cláusula 40.2 del borrador del reglamento de no convencionales o acuerdo XX de 2014 se establece lo siguiente:

"El Programa Exploratorio propuesto para desarrollar Yacimientos No Convencionales en ejecución de los Contratos Adicionales proyectados, puede coexistir con el de Yacimientos Convencionales o reemplazarlo, a elección del Contratista, siempre que éste último haya completado o complete las actividades e inversiones propias de la Fase en ejecución. En este último evento, es decir, de acordarse un Programa Exploratorio para Yacimientos No Convencionales que reemplace el de Convencionales, la ANH puede acometer directamente labores destinadas a obtener información técnica adicional en materia de Yacimientos Convencionales en el Área, o asignarla a un tercero para la exploración y producción de Hidrocarburos provenientes de este último Tipo de Yacimientos."

Entendemos por este párrafo anterior entonces que el programa exploratorio para yacimientos no convencionales puede reemplazar el de convencionales.

Sin embargo en los términos de referencia de la ronda 2014 se redacta lo siguiente en párrafo dos el numeral 4.2: "En los de Exploración y Producción –E&P-, son obligatorias las actividades e inversiones que integran la Primera Fase del Programa Exploratorio, tanto el Mínimo como el Adicional, salvo que, cumplidos los primeros dieciocho (18) meses del término de duración de dicha Fase, el Contratista ejercite el derecho de renunciar al Contrato, caso en el cual debe entregar a la ANH el monto de la inversión que falte por ejecutar del Programa Exploratorio Mínimo, y el ciento por ciento (100%) de las inherentes al Programa Exploratorio Adicional que no hayan sido completa y efectivamente desarrolladas.

Lo que no entendemos de estas dos redacciones, una en el borrador del acuerdo XX de 2014 o reglamento de no convencionales, y la otra en los términos de referencia de Ronda 2014, es lo siguiente: Si nos han otorgado un contrato Tipo I Convencional pero en realidad este tiene es potencial para no convencional, ¿Si queremos renunciar a los derechos de exploración y producción de las unidades convencionales, pero mantener los derechos sobre las unidades no convencionales, tendríamos entonces que pagar los compromisos convencionales de la fase uno que no fueron completados (términos de referencia), o podríamos reemplazar los compromisos convencionales con un nuevo programa de trabajo para yacimientos no convencionales?

Creemos que la duda surge sobretodo es porque no entendemos, como ya se explicó anteriormente, si los contratos de Ronda 2014, también estarán divididos cuando existan los dos tipos de yacimiento en una misma área, en contrato original y contrato adicional proyectado.

Consideraciones de la ANH:

1. En ambos Contratos es obligatoria la ejecución completa del Programa Exploratorio, tanto el Mínimo como el Adicional, sea que se trate de una (1) o más Fases, según la naturaleza y el Tipo de Contrato. Cosa distinta es que el Contratista renuncie al negocio jurídico con las consecuencias y efectos previstos en los Términos de Referencia y en la correspondiente Minuta.
2. En el caso consultado efectivamente el Contratista asume la obligación de pagar a la ANH el valor de la Inversión pendiente por ejecutar, en dinero efectivo, tanto por concepto del Programa Exploratorio Mínimo como del Adicional ofrecido y pactado, correspondiente a la Primera Fase, que es el que se encuentra en curso. Pero, tal como se establecerá en los Términos de Referencia Definitivos, también puede el Contratista obtener autorización de la ANH para destinar la Inversión Remanente, correspondiente a los Programas Mínimo y Adicional, al desarrollo de actividades de

exploración en otros Contratos celebrados con la Entidad, o, inclusive, en Áreas administradas por esta, caso en el cual la información recabada queda de propiedad exclusiva de la ANH. Como se señaló, este ajuste se reflejará en los Términos de Referencia Definitivos y en las Minutas de Contrato.

3. En estos casos, si definitivamente el potencial del Área asignada es para Yacimientos No Convencionales, si el Contratista fue Habilitado para explorar y explotar esos Yacimientos y mantiene sus condiciones de Capacidad, o se asocia con un tercero que las reúna, está facultado para explorar y producir hidrocarburos provenientes de esos Yacimientos No Convencionales, con base en los Programas Exploratorios Mínimos adoptados por la Entidad para los mismos, y debe acordar con la ANH el Adicional para la Primera Fase. En lo demás, aplican las reglas correspondientes al desarrollo de Yacimientos No Convencionales, tanto del Reglamento, como de los Términos de Referencia y de la Minuta de Contrato.

En estos casos, si el Contrato vigente se ajusta solamente para el desarrollo de Yacimientos No Convencionales, la ANH queda facultada para asignar el Área a un tercero, exclusivamente para la exploración y explotación de Yacimientos Convencionales, o para emprender directamente estudios o actividades exploratorias en la misma, con ese exclusivo propósito.

También puede darse el caso de que el Contratista tenga interés en desarrollar los dos (2) Tipos de Yacimiento, cada uno con arreglo a las normas y estipulaciones aplicables.

Por consiguiente, de tener el Contratista interés y Habilitación para desarrollar los dos (2) Tipos de Yacimientos, aplicarían las mismas reglas previstas en el Reglamento de No Convencionales, pero no bajo la figura de Contrato Adicional sino de un solo Contrato, que ya prevé estipulaciones para los dos (2) casos, y al que habrán de introducirse los ajustes pertinentes.

4. En el evento de limitar el Contrato a un solo Tipo de Yacimiento, solamente habrá lugar a ejecutar el Programa Exploratorio correspondiente a cada Fase para el Tipo de Yacimiento seleccionado, tanto el mínimo como el adicional, y a efectuar las inversiones inherentes a uno y otro.
5. La ANH no advierte contradicción alguna. Lo que ocurre es que usted confunde la renuncia al Contrato, con la posibilidad de desarrollar otro Tipo o los dos (2) Tipos de Yacimientos en un Área. Es claro que si el Contratista solamente está interesado en desarrollar los No Convencionales, para cuyo efecto encontró prospectividad, se pactarán otros Programas Exploratorios. En este último caso, debe invertir lo que le

falte del Programa Exploratorio de la Fase en curso, hacerlo en otros Contratos celebrados con la ANH, o en Áreas administradas por esta última, caso en el cual la información recabada es de propiedad exclusiva de esta última. Si no opta por ninguna de las posibilidades anteriores, sí debe devolver a la Entidad la porción no ejecutada efectivamente.

6. Nuevamente se reitera que la clasificación de Contrato Original o Inicial y Contrato Adicional solamente se predica de los celebrados antes de la "Ronda 2012", cuyas estipulaciones NO resultan aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales, de manera que hay lugar a ADICIONARLOS para regular la exploración y explotación de los mismos, en el evento de que los respectivos contratistas reúnan los requisitos de Capacidad o se asocien con un tercero que los cumpla, y tengan interés en hacerlo. En lo que corresponde a los Contratos de "Ronda Colombia 2014" solamente habrá un (1) Contrato, que estipula reglas para el desarrollo de los dos (2) Tipos de Yacimientos, excepto que se trate de dos (2) Contratistas distintos, caso en el cual habrá también dos (2) Contratos diferentes e independientes entre sí.

18.7 CAPITULO SEXTO HABILITACION DE PROPONENTES:

6.3.1 Comprender su objeto social el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, tratándose de Proponentes Individuales o del Operador. Para los demás integrantes de Proponentes Plurales, su objeto ha de incorporar la ejecución de Actividades Complementarias a las anteriores.

Si de acuerdo con la legislación del país de origen, el objeto social no relaciona o incorpora los sectores de actividad que lo conforman, o está referido a labores o negocios industriales, comerciales o de servicios en general, el requisito de que trata este numeral puede acreditarse con los elementos presentados para comprobar Capacidad Técnica y Operacional, de ser ello procedente, o mediante contratos o certificaciones que permitan establecer la dedicación a Actividades Complementarias a la exploración y explotación de hidrocarburos, incluida declaración bajo juramento del Representante Legal y el Revisor Fiscal, auditor externo o quien haga sus veces, que detalle el marco de actividad de la persona jurídica.

Comentario Talisman: En la Ronda 2012 se aceptaba la certificación de "Controller". Se sugiere que se incluya el representante legal más un notario público en lugar de un revisor fiscal.

6.3.9 Disponer el representante legal del Proponente Individual o el representante convencional del Proponente Plural, o sus apoderados especiales, debidamente constituidos y acreditados, en su caso, de atribuciones y facultades específicas y suficientes para presentar propuesta en desarrollo de la "Ronda Colombia 2014", incluido el sometimiento de los documentos para su Habilitación; cumplir oportuna, eficaz y eficientemente los compromisos derivados de tal presentación; celebrar el o

los Contratos proyectados; satisfacer los requisitos de ejecución; otorgar las garantías exigidas, y, en general, comprometer a la persona jurídica o a la asociación para todos los anteriores efectos, representar sus intereses y obrar en su nombre en todos los actos, trámites y diligencias inherentes a la actuación contractual.

Comentario Talisman: Revisar con el certificado de Cámara de Comercio.

6.4.2 Personas Jurídicas Extranjeras:

Certificado de existencia y representación legal o documento equivalente de acuerdo con la legislación aplicable, expedido por la autoridad competente del país de origen y por la del lugar de su domicilio principal, si fuere distinto al de constitución o incorporación, con no más de sesenta (60) días calendario de antelación a la fecha de presentación de la correspondiente solicitud de Habilitación.

Cuando el documento correspondiente no contenga información completa acerca del objeto social, el término de vigencia, la representación legal y/o las facultades o atribuciones de los distintos órganos de dirección y administración, debe presentarse, además, certificación de dicho representante y del revisor fiscal o persona natural o jurídica responsable de la auditoría externa de sus operaciones, en el que se hagan constar las anteriores circunstancias.

Comentario Talisman: Mismo comentario inicial. Certificación de notario público o de Controller.

6.4.4 Requisitos de Acreditación Comunes:

- Certificación expedida por el representante legal y el revisor fiscal, de requerirlo la persona jurídica de que se trate, o auditor externo, que acredite que el Proponente Individual y los integrantes del Proponente Plural se encuentran en paz y a salvo por concepto de sus obligaciones relacionadas con el Sistema General de Seguridad Social, los aportes parafiscales y el Impuesto sobre la Renta para la Equidad, CREE, en el evento de estar sometidos al régimen correspondiente en el país, de acuerdo con los artículos 50 de la Ley 789 de 2002 y 23 de la distinguida como 1150 de 2007; la Ley 1607 de 2012, o normas que las desarrollen, modifiquen, complementen o sustituyan.*

Comentario Talisman: La ANH debe dejar claro que a pesar de que la persona jurídica que presenta credenciales de acreditación es la matriz, éste certificado debe ser presentado por la sucursal.

- Certificación expedida por el representante legal, el contador y el revisor fiscal o auditor externo, de requerirlo la persona jurídica de que se trate, que identifique en forma clara y precisa quién o quiénes ostentan la condición de Beneficiarios Reales o Controlantes del Proponente o de los integrantes de Proponentes Plurales, así como*

la composición accionaria o de cuotas o partes de interés social, salvo que el capital se encuentre listado en una bolsa de valores.

Comentario Talisman: Precisar quién es el "contador". En casa matriz existen muchos contadores. Se debería eliminar este requisito y dejarlo en representante legal y revisor fiscal o Notario Público.

6.5 Acreditación de la Capacidad Económico Financiera

Sin perjuicio del deber de diligenciar los Formatos correspondientes, quedan exceptuados de evaluación para establecer su Capacidad Económico Financiera aquellos Proponentes Individuales, Operadores e integrantes de Proponentes Plurales que figuren en la última publicación "The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Top Oil Companies" de "Petroleum Intelligence Weekly", como empresas del tipo integrado o "Upstream", así como quienes acrediten a la ANH que en el último año obtuvieron una calificación de riesgo, en escala internacional, igual o superior a las establecidas en la siguiente tabla:

Comentario Talisman: Solicitamos eliminación de requisito de llenar el formato.

6.6 Acreditación de la Capacidad Técnica Operacional

Sin perjuicio del deber de diligenciar el Formato correspondiente, quedan exceptuados de evaluación para establecer la Capacidad Técnica y Operacional los Proponentes Individuales y el Operador en casos de Proponentes Plurales, que figuren en la última publicación "The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Top Oil Companies" de "Petroleum Intelligence Weekly", como empresas del tipo integrado o "Upstream"

Comentario Talisman: Mismo comentario de eliminación anterior. Si se debe firmar, que con el representante legal sea suficiente.

6.8 Acreditación de Capacidad en Materia de Responsabilidad Social Empresarial

De no contar con tales acreditaciones, se debe presentar documento que contenga las normas, prácticas y metas corporativas de Responsabilidad Social Empresarial adoptadas y en práctica, suscrito por el representante legal y el revisor fiscal, auditor externo o quien haga sus veces.

Así mismo, se debe presentar documento que contenga las normas, prácticas y estándares de responsabilidad frente a grupos o comunidades étnicamente diversos, en el que se exprese el compromiso de darles cumplimiento.

Comentario Talisman: Normalmente son reportes de responsabilidad corporativa. Eliminar requisito de firma del representante legal y revisor fiscal.

Consideraciones de la ANH:

1. Como claramente se establece en el Proyecto de Términos de Referencia, basado en los de la "Ronda 2012", la certificación puede provenir del Representante Legal y el Revisor Fiscal, de tenerlo la Persona Jurídica, o del Auditor Externo o quien haga sus veces, que naturalmente puede ser el "Controller".

En cuanto la ley lo permita, se han querido evitar notarizaciones o autenticaciones innecesarias. Revisor Fiscal, Auditor Externo, Controller, o quien haga sus veces, conocen y están en capacidad de certificar las actividades que integran o componen el objeto social de las personas jurídicas, cuando los certificados del Registro Mercantil o de la autoridad que haga sus veces, NO las detallen. En general, se prevén variadas opciones para la acreditación de la Capacidad Jurídica.

2. La ANH no entiende el alcance de su comentario. El requerimiento pretende que el Representante Legal o apoderado debidamente constituido de las Personas Jurídicas, o el Representante Convencional de los Participantes Plurales, se encuentren amplia y específicamente facultados e investidos de atribuciones y facultades específicas y suficientes para someter los documentos de Habilitación y para presentar Propuesta en desarrollo de la "Ronda Colombia 2014", incluido el sometimiento de los documentos para su Habilitación; cumplir oportuna, eficaz y eficientemente los compromisos derivados de tal presentación; celebrar el o los Contratos proyectados; satisfacer los requisitos de ejecución; otorgar las garantías exigidas, y, en general, comprometer a la persona jurídica o a la asociación para todos los anteriores efectos, representar sus intereses y obrar en su nombre en todos los actos, trámites y diligencias inherentes a la actuación contractual.

El Certificado de Existencia y Representación Legal expedido por la Cámara de Comercio del domicilio principal de la Persona Jurídica en Colombia, contiene en detalle de las atribuciones del o de los Representantes Legales. Pero en el caso de otros documentos es posible que no, y la ANH requiere certeza acerca de que quienes suscriben los documentos para Habilitación, la o las Propuestas y el o los Contratos, tienen las atribuciones para hacerlo y para comprometer a la Persona Jurídica de que se trate en toda la actuación contractual y para todo efecto relacionado con la misma.

3. Tampoco resulta clara su observación. La certificación adicional ha de ser suscrita por el Representante Legal y el Revisor Fiscal, Auditor Externo, Controller o quien haga sus veces. Cabe la misma respuesta del numeral 1 precedente.
4. Para la ANH es claro que la certificación en materia de aportes parafiscales, de obligaciones en materia del Régimen de Seguridad Social Integral y del Impuesto

sobre la Renta para la Equidad, CREE, solamente corresponde a las personas jurídicas con domicilio en Colombia, sometidas a la legislación nacional, y a las sucursales de sociedades extranjeras en el Territorio Nacional. Así se desprende del proyecto de Términos de Referencia. No de otra manera puede interpretarse la expresión “*en el evento de estar sometidos al régimen correspondiente en el país.*”

5. Los Términos de Referencia han de ser lo suficientemente generales como para comprender las exigencias de la legislación del país de origen de las Personas Jurídicas Participantes. El Contador, en el caso colombiano, es el profesional que suscribe los Estados Financieros de la Persona Jurídica por haber sido preparados bajo su responsabilidad. Como en los casos anteriores, la certificación correspondiente puede ser suscrita por el Representante Legal, este Contador, el Revisor Fiscal, el Auditor Externo, el Controller, o la persona que haga sus veces.
6. La ANH tiene interés en conocer la situación económico financiera de Participantes, Proponentes y Contratistas. El Diligenciamiento de los Formatos correspondientes permite precisamente este propósito.
7. Procede la misma respuesta del caso precedente. Los Formatos deben ser suscritos por el Representante Legal y por el Revisor Fiscal, el Auditor Externo, el Controller o quien haga sus veces, pues se trata de información que ha de constar en los Estados Financieros, de los cuales todas esas personas están en capacidad y tienen aptitud para dar cuenta de corresponder a las operaciones de la persona Jurídica y reflejar su situación.
8. Como en todos los casos anteriores, la firma del Representante Legal y del Revisor Fiscal, Auditor Externo, Controller o quien haga sus veces otorga certeza del contenido y de la seriedad de las políticas y programas adoptados y en ejecución. Todas estas personas revisan y verifican la operación de las Personas Jurídicas.

19. Observaciones de Ecopetrol

- 19.1 *Numeral 2. Los Términos de Referencia en el numeral 2 del Aviso Legal establecen que “La Agencia Nacional de Hidrocarburos no garantiza ni asume responsabilidad por la exactitud y confiabilidad de la información técnica contenida en el Paquete de Datos ni por la suministrada en las sesiones del Cuarto de Datos (“Data Room”); por la delimitación exacta de las Áreas por asignar, ni porque dentro de las mismas existan limitaciones para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación, por razones ambientales, de presencia de comunidades o grupos étnicos, de seguridad, de orden público o de estrategia o interés nacional, que impongan restricciones”.*

Sobre el particular queremos resaltar que la información y la delimitación de las Áreas son los aspectos más importantes al momento de la decisión de presentar propuesta sobre un bloque.

Al ser la ANH la titular de la propiedad de la información y la competente en la administración de las tierras, es la responsable de la veracidad de la información que fue objeto de venta con los paquetes de información y por supuesto de la delimitación geográfica de los bloques.

En lo que se refiere a la delimitación geográfica tenemos que el Proponente partiendo de la exactitud de los límites geográficos hace el análisis teniendo en cuenta las características del área en su totalidad, entre ellas, las geográficas, climáticas, sociales, de orden público y en materia de vías de acceso, y al no tener la seguridad real no se puede hacer un ejercicio juicioso ni exacto.

Además la delimitación es necesaria para proponer las actividades que se ejecutarían en el bloque.

Por lo anterior solicitamos muy comedidamente que la ANH se haga responsable tanto de la información que entrega como de la delimitación de los bloques o en caso que esto no sea de recibo aclarar que tampoco el futuro contratista será responsable por estos hechos. Ecopetrol solicitaría igualmente a la ANH que la delimitación del área sea exactamente colindante.

Consideraciones de la ANH:

La regla del Aviso Legal del Proyecto de Términos de Referencia corresponde exactamente a la adoptada en Procedimientos anteriores de Selección de Contratistas.

La Información Técnica que integra los Paquetes de Información corresponde a la recibida en el Banco de Información Petrolera, BIP o EPIS, resultado de la ejecución de Contratos anteriores celebrados por la Entidad, o a la recabada por esta en el desarrollo de labores y de estudios de exploración. Si bien para su recibo se han llevado a cabo las verificaciones de rigor, por su naturaleza, no es posible asegurar y asumir responsabilidad respecto de la de su integridad y precisión, ni en torno a la presencia de Hidrocarburos en las Áreas materia del Procedimiento. En la mayoría de los casos, tal Información es resultado de interpretaciones de modelos geológicos y conceptos de prospectividad de los profesionales que desarrollaron las labores, de manera que deben ser confirmados o replanteados con estudios y nueva información por los propios Contratistas.

Precisamente por eso, los Contratos por ejecutar prevén labores de exploración para confirmar los datos y la Información recabada.

Ecopetrol, más que ninguna otra Empresa, conoce estas circunstancias y ha aplicado normas semejantes en los proyectos de su resorte.

En parte alguna se asigna al Contratista responsabilidad por el contenido de esta Información ni por la que recoja como resultado de las actividades de exploración de su cargo. Conforme a Términos y Minutas, esta última debe reunir los requerimientos y cumplir las condiciones pactadas en los Contratos y las que rigen la entrega de Información a dicho Banco.

En cuanto corresponde a la eventual presencia de comunidades o grupos étnicos y a posibles limitaciones en materia ambiental y de recursos naturales renovables, es también de conocimiento de Ecopetrol que estas circunstancias no son invariables y suelen modificarse con el transcurso del tiempo y como resultado de fenómenos naturales, políticos, económicos y sociales, así como de normas nacionales e internacionales y de políticas en materia de preservación del medio ambiente y de los recursos naturales, todos ellos asuntos también dinámicos.

Naturalmente que en forma previa a la definición de las Áreas materia del Procedimiento, la ANH realizó consultas con las autoridades competentes, con el fin de obtener información acerca de las limitaciones ambientales y de la presencia de comunidades o grupos étnicos, cuyo resultado se consignó en las Fichas Socio Ambientales anexas a los Términos de Referencia.

Las Áreas han sido delimitadas por la Entidad en forma cuidadosa y responsable, con sujeción a los procedimientos cartográficos aplicables a la materia y mediante el empleo de un único sistema de referencia. No obstante, también pueden presentarse inexactitudes y variaciones.

Como no se trata de contratos de compraventa, que también estipulan posibles ajustes, sino de la asignación de superficies importantes del Territorio, cuyo subsuelo es propiedad de la Nación, no es posible garantizar su extensión ni los límites exactos de las mismas, no obstante que el margen de error no es significativo.

En el proceso de gestión del Territorio para el desarrollo de actividades hidrocarburíferas, la Entidad selecciona y delimita las Áreas disponibles tomando en consideración aquellas ya asignadas y en forma tal que se incorpore una distancia razonable para evitar traslapes.

19.2 *Numeral 5, literal 5.6. Conforme a lo establecido en el Aviso Legal Numeral 5 (5.6) que dispone que los Proponentes examinaron y conocen las condiciones del Área o Áreas de su interés, de manera que en la elaboración de su Propuesta tuvieron en*

cuenta sus características, entre ellas, las geográficas, climáticas, ambientales, sociales, de orden público y en materia de vías de acceso y en concordancia con lo mencionado en el comentario anterior, tenemos que si no se conoce con exactitud la delimitación de los bloques no es posible imputarle una responsabilidad al Contratista respecto del conocimiento del área.

Consideraciones de la ANH:

Al respecto proceden los mismos argumentos consignados en el numeral precedente. Se trata de una regla reiterada en los Términos de Referencia de los Procedimientos que adelanta la Entidad y que con seguridad aplicó y aplica Ecopetrol en los Contratos de su resorte.

Este examen de las Áreas por ofrecer que compete a los Participantes y Proponentes está referido a las características y condiciones generales y perceptibles, así como a datos e información disponible en diferentes fuentes.

Por lo demás, la regla no responsabiliza al Contratista por la delimitación exacta de las Áreas, ni por su extensión, sino por sus características generales y sus condiciones e infraestructura.

19.3 *Los términos de referencia en su numeral 5 (5.12) establecen que ni el Proponente Individual ni los integrantes de Proponentes Plurales, sus socios o administradores se encuentran reportados en la última publicación del Boletín de Responsables Fiscales de la Contraloría General de la República, ni figuraran con antecedentes disciplinarios en la Procuraduría General de la Nación, que comporten inhabilidad.*

Al respecto ponemos de presente que es imposible comprometerse con hechos futuros, como el establecido en este Numeral (ni figuraran con antecedentes disciplinarios) toda vez que están fuera del control de los Proponentes y en este orden de ideas solicitamos muy comedidamente la eliminación de esta redacción futura o acotarlo a que esta verificación ser harán al momento de presentación de la oferta.

Lo anterior tiene su sustento en que nadie está obligado a lo imposible.

Adicionalmente, en razón a la naturaleza jurídica de Ecopetrol, de sus funcionarios y de su Junta Directiva y a que sus socios son más de 400.000, solicitamos considerar eximir a Ecopetrol de esta obligación.

Consideraciones de la ANH:

Tiene razón. Como es fácilmente apreciable, se trata de un error de digitación. Tanto es así, que en materia de Responsabilidad Fiscal se consignó "se encuentran" reportados. El

término correcto es “figuran” y debe predicarse de la fecha de radicación de los Documentos para Habilitación.

En el caso de Ecopetrol, por tratarse de una sociedad anónima abierta que cotiza en Bolsa, estas certificaciones se predicán de sus administradores. En los términos definitivos se hará la correspondiente precisión.

19.4 Numeral 1.15 Capacidad de Endeudamiento:

Según esta cláusula, este certificado, deber ser firmado por el representante legal, el contador y el revisor fiscal o el auditor externo (Controller), y conseguir las firmas de tantas personas que tienen tal alta posición dentro de una empresa, es algo muy complicado de conseguir. Por lo tanto, les agradecemos que este formato pueda tener una sola firma, algunas de ellas, pero no todas al tiempo.

De no considerar pertinente esta propuesta, solicitamos aplicarla por lo menos a aquellas empresas que cotizan en bolsa.

Este mismo planteamiento se propone aplicar para el numeral 1.22 Cobertura del servicio de deuda.

Consideraciones de la ANH:

Ecopetrol debe expedir y difundir Estados Financieros de Propósito General, certificados y dictaminados, que por definición deben ser suscritos por su Representante Legal, el Contador responsable de su preparación y el Revisor Fiscal.

Por consiguiente, los Formatos que consignan información tomada de los Estados Financieros deben presentarse suscritos por los mismos funcionarios, tres (3) en total.

La misma regla se adoptó en la Ronda 2012.

19.5 Numeral 1.21 Carta de Presentación de los Documentos de Habilitación

Agradecemos aclarar si con el diligenciamiento del Formato del Anexo 1 se entiende solicitada la habilitación para el tema de CBM que se ha anunciado y es parte de este proceso de Selección y que se desarrollará en el segundo semestre del año.

Consideraciones de la ANH:

El Procedimiento de Selección “Ronda Colombia 2014” está referido exclusivamente a los Hidrocarburos especificados en el Proyecto de Términos de Referencia, así como a las Áreas expresamente consignadas en ellos. Incluye Yacimientos Descubiertos No

Desarrollados, Convencionales y No Convencionales, excepto Gas Metano asociado a Mantos de Carbón, Arenas Bituminosas e Hidratos de Metano.

Por consiguiente, para un eventual procedimientos para asignar Áreas con el objeto de explorar y producir Gas Metano asociado a Mantos de Carbón, se fijarán términos y condiciones especiales, una vez el Ministerio de Minas y Energía expida el correspondiente reglamento de su responsabilidad.

19.6 Numeral 1.26. Contrato de Evaluación Técnica TEA

Favor aclarar si en el caso de los TEA, el Evaluador tendrá exclusividad para efectuar la conversión a contratos E&P. Adicionalmente, proponemos a la ANH que se establezca que de haber conversión, la minuta E&P que se aplicará será la vigente al momento de esta Ronda y no la del momento de hacer la conversión. Esta condición se presentó en la Ronda de Crudos Pesados y disminuye la incertidumbre de las compañías respecto de los términos que le aplicarán en un negocio futuro por los cambios que se presentan en los contratos de Ronda a Ronda.

Consideraciones de la ANH

En efecto, de acuerdo con la Cláusula 19 de la Minuta de Contrato TEA, el Evaluador Individual o Plural tiene Derecho Exclusivo de someter a la ANH propuesta para celebrar Contrato de Exploración y Producción, E&P, sobre parte del Área Asignada en Evaluación Técnica, con las limitaciones superficieras señaladas en las correspondientes reglas de Términos y Minuta.

CAPÍTULO V DERECHOS DEL CONTRATISTA

Cláusula 19.- Conversión:

19.1 **Oportunidad:** Durante el Plazo de Ejecución de este Contrato y los dos (2) meses siguientes a su finalización, el o los **Contratista(s)** tiene(n) derecho exclusivo de someter a la **ANH** propuesta para celebrar Contrato de Exploración y Producción, E&P, sobre todo o parte del Área asignada en Evaluación Técnica.

19.2 **Propuesta:** Debe contener, como mínimo: (i) la delimitación e identificación del Área o la porción del Área asignada en Evaluación Técnica respecto de la cual someten a la **ANH** Propuesta de Conversión; (ii) todas las actividades que integran el Programa Exploratorio Mínimo que se compromete(n) a acometer de acuerdo con el tipo de Área y Yacimiento, así como las inversiones requeridas para su completa ejecución. Ha de contener las mismas o superiores actividades e inversiones que las previstas para el efecto en el Numeral 4.3 de los Términos de Referencia. (iii) las actividades que integran el Programa Exploratorio Adicional que ofrece(n) acometer, también de acuerdo con el Tipo de Área y Yacimiento, lo mismo que las inversiones requeridas para su completa ejecución, así como (iv) el Porcentaje de Participación en la Producción (X%) que está(n) dispuesto(s) a entregar a la **ANH**, en su caso, que no puede ser inferior al ofrecido en la Propuesta que dio lugar a la celebración del presente Contrato.

19.3 **Extensión del Área:** Las Continentales propuestas han de tener extensión de hasta doscientas mil (200.000) hectáreas, mientras las Costa Afuera, máximo cuatrocientas mil (400.000) hectáreas.

La ANH No puede acceder a su solicitud, por cuanto el artículo 58 del Acuerdo 03 de 26 de marzo de 2014, dispone:

CAPÍTULO DÉCIMO TERCERO DISPOSICIÓN FINAL

Artículo 58.- Las modificaciones, adiciones, prórrogas y cesiones de **Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, E&P** y de **Evaluación Técnica, TEA**, que se realicen a partir de la vigencia del presente Acuerdo, se sujetan a sus disposiciones y a las del distinguido como **Acuerdo 4 de 2012**, o a las de los reglamentos que los modifiquen, adicionen o sustituyan, que se encuentren vigentes en la fecha de la respectiva modificación, adición, prórroga o cesión.

Por su parte, eventuales conversiones de **Contratos de Evaluación Técnica, TEA en Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, E&P**, tendrán lugar sobre la base de la minuta aprobada por el **Consejo Directivo**, vigente en la fecha en que haya de tener lugar la correspondiente conversión.

19.7 Numeral 1.32 Derecho de Participación

Favor aclarar si por la compra del Paquete de Información también se adquiere el derecho de participación en CBM que se ha anunciado como parte de este proceso de selección y que se desarrollará en el segundo semestre del año.

Consideraciones de la ANH:

El Procedimiento de Selección de Contratistas y Asignación de Áreas “*Ronda Colombia 2014*” solamente tiene por objeto seleccionar de manera objetiva, entre **Proponentes** previamente **Habilitados** en función de los requisitos de **Capacidad** fijados en los **Términos de Referencia** y en estricta igualdad de condiciones, los **Ofrecimientos** más favorables para la **ANH** y para los fines que esta se propone conseguir, en orden a asignar **Áreas** determinadas para la exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación mediante **Contratos de Evaluación Técnica –TEA-** y/o de **Exploración y Producción, E&P**, previa convocatoria pública y con sujeción al ordenamiento superior aplicable y a los citados **Términos**.

Las Áreas por asignar corresponden a las consignadas en el Capítulo Tercero del Proyecto de Términos de Referencia, así:

CAPÍTULO TERCERO ÁREAS

3.1 Universo

El total de **Áreas** por asignar en desarrollo de la "**Ronda Colombia 2014**" asciende a ochenta y nueve (89), de las cuales setenta y seis (76) son **Continenciales** y trece (13) **Costa Afuera** ("Offshore").

3.2 Clasificación

Las **Áreas** por asignar en desarrollo de la "**Ronda Colombia 2014**" se clasifican como se establece a continuación:

3.2.1 Según la Información Técnica

En función de la información técnica disponible y del conocimiento geológico que se tiene sobre las mismas:

3.2.1.1 **Tipo 1:** Ubicadas en cuencas maduras, respecto de las cuales existe amplio conocimiento geológico. Serán asignadas bajo **Contratos de Exploración y Producción-E&P-**. De las ochenta y nueve (89) **Áreas** por asignar, cuarenta y siete (47) pertenecen a este **Tipo**, cuarenta y uno (41) **Continenciales** y seis (6) **Costa Afuera**. De las cuarenta y uno (41) **Continenciales**, once (11) corresponden a **Yacimientos Descubiertos**.

3.2.1.2 **Tipo 2:** Situadas en cuencas con nueva prospectividad, respecto de las cuales existe algún conocimiento geológico. Se proyectan asignar también bajo **Contratos de Exploración y Producción-E&P-**. Diecinueve (19) de las ochenta y nueve (89) **Áreas** por asignar pertenecen al **Tipo 2** y son **Continenciales** prospectivas para **Yacimientos No Convencionales**.

3.2.1.3 **Tipo 3:** Ubicadas en cuencas frontera, respecto de las cuales existe escaso o ningún conocimiento geológico. Serán asignadas bajo **Contratos de Evaluación Técnica -TEA-**. De las ochenta y nueve (89) **Áreas** por asignar, veintitrés (23) son del **Tipo 3**. De ellas, dieciséis (16) son **Continenciales** y seis (6) **Costa Afuera**, todas prospectivas para **Yacimientos Convencionales**.

3.2.2 Según el Tipo de Yacimiento

De las ochenta y nueve (89) **Áreas** por asignar, diecinueve (19) del **Tipo 2, Continenciales**, han sido seleccionadas para **Exploración y Producción** de **Yacimientos No Convencionales**.

No obstante, si en el curso de la ejecución del respectivo **Contrato** de **Exploración y Producción -E&P-**, las actividades exploratorias acometidas permiten concluir prospectividad de **Yacimientos Convencionales**, el **Contratista** está facultado para explorarlos y explotarlos, en los términos y condiciones estipulados en el respectivo negocio jurídico.

Por el contrario, si en la ejecución de un **Contrato** de **Evaluación Técnica -TEA-** o de **Exploración y Producción -E&P-**, la evaluación realizada o las actividades exploratorias acometidas ponen de presente prospectividad de **Yacimientos No Convencionales**, el **Contratista** no está facultado para explotarlos, salvo que haya sido **Habilitado** para desarrollar estas **Áreas** y **Yacimientos**.

Por consiguiente, las Áreas por asignar con el fin de explorar y explotar Gas Metano asociado a Mantos de Carbón (CBM), no forman parte de este Procedimiento.

No obstante, en la medida en que contienen datos de este Tipo de Yacimientos No Convencionales, la adquisición de los Paquetes de Información para la "Ronda Colombia 2014", **SÍ** comporta derecho de participación en este último Procedimiento, sin perjuicio de las adiciones correspondientes, que se entregarán a quienes hayan adquirido tales Paquetes.

19.8 Numeral 1.36. Documentos del Proceso de Selección

Teniendo en cuenta la importancia del reglamento para las actividades de YNC de cara a este proceso competitivo, agradecemos informarnos cuando se tiene previsto proferir dicho reglamento.

Consideraciones de la ANH

El Reglamento fue expedido el 26 de marzo de 2014. Se trata del Acuerdo 3, que fue publicado en la Página WEB de la ANH y en el Diario Oficial No. 49.111 del 2 de abril último.

19.9 Numeral 1.40: Inversión Adicional

Se sugiere que se disminuya el valor de los múltiplos para ofrecer la Inversión Adicional para las Áreas Costa Afuera, consideramos que el monto de 1 MUS\$ es bastante elevado. Sugerimos mantenerlo en múltiplos de US\$100.00.

Consideraciones de la ANH:

La Entidad NO acoge esta petición, porque las actividades exploratorias en Áreas Costa Afuera son más costosas y demandan inversiones superiores. Confrontar respuesta anterior al respecto.

19.10 Numeral 1.42: Paquete de Información

Favor aclarar si el paquete de información también permite participar en el proceso de CBM o se tendrá que comprar otro paquete de información. Aplica también para la 5.2.2. Paquetes de Información.

Consideraciones de la ANH:

Confrontar respuesta consignada en el Numeral 19.7.

19.11 *Numeral 1.48 Pozo Estratigráfico*

Con relación a la definición de "Pozo Estratigráfico" encontramos diferencias entre el proyecto de TDR objeto de análisis y la definición usada en el contrato E&P anterior (2012). Al respecto, quisiéramos aclaración por parte de la ANH si la definición contenida en los TDR definitivos será la misma que será incluida en la minuta de los contratos o si presentarán variaciones.

Consideraciones de la ANH:

El concepto fue adoptado por la ANH con fundamento en la Resolución 18 1495 del 2 de septiembre de 2009, del Ministerio de Minas y Energía, hoy sustituida por la distinguida como 9 0341 del 27 de marzo de 2014, salvo los artículos 18 y 19.

En las Minutas de Contrato E&P y TEA se reproduce.

19.12 *Numeral 1.60. Definición de Yacimiento Descubierta: Aquel revelado mediante perforación, devuelto a la ANH por haberse estimado No Comercial o por cualquier otro motivo, y que por tanto se encuentra bajo administración de esta última.*

Favor aclarar que esta definición será usada exclusivamente para los contratos que resulten de la adjudicación de las áreas tipo 1 "Continental para Yacimientos Descubiertos".

Consideraciones de la ANH:

Efectivamente el concepto tiene aplicación exclusivamente para las once (11) Áreas asignadas para exploración y producción de este Tipo de Yacimientos Descubiertos No Desarrollados, en ejecución de Contratos E&P. Ocurre que como la Minuta es genérica, contempla esta definición. No se predica lo mismo de la Minuta TEA, por cuanto todas las Áreas por asignar para esta clase de Contrato están referidas a Yacimientos Convencionales y son Continentales o Costa Afuera, pero NO corresponden a Yacimientos Descubiertos No Desarrollados.

19.13 *Numeral 1.61. Yacimiento No Convencional. Con relación a la definición de "Yacimiento No Convencional" encontramos diferencias entre el proyecto de TDR objeto de análisis y la definición usada en el contrato E&P anterior (2012). Al respecto, quisiéramos aclaración por parte de la ANH si la definición contenida en*

los TDR definitivos será la misma que será incluida en la minuta del contrato o si presentará variaciones. Observamos que la definición de los TDR es la contenida en la resolución 18 0742 del 16 de mayo de 2012, pero han adicionado al listado los hidratos de metano. Agradecemos su explicación.

Consideraciones de la ANH:

Efectivamente el concepto fue tomado de la Resolución 18 0742 del 16 de mayo de 2012, del Ministerio de Minas y Energía, hoy derogada por la distinguida como 9 0341 del 27 de marzo de 2014, publicada en el Diario Oficial No. 49.106 del 28 de marzo siguiente, salvo en cuanto corresponde a los artículos 18 y 19.

Si bien el nuevo Reglamento Técnico No contiene definición al respecto, el artículo 1, denominado Objeto, es del siguiente tenor literal:

“Artículo 1. Objeto. Señalar requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales con excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano, con el fin de propender que las actividades que desarrollen las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, garanticen el desarrollo sostenible de la actividad industrial.” (Sic)

Como puede apreciarse, en este como en el anterior se excluyen de la posibilidad de ser desarrollados en el país, las arenas bituminosas y los hidratos de metano.

La Minuta de Contrato E&P contiene el mismo concepto.

19.14 *Numeral 2.3. Régimen Jurídico*

Teniendo en cuenta la importancia del reglamento para las actividades de YNC de cara a este proceso competitivo, agradecemos informarnos cuando se tiene previsto proferir dicho reglamento.

Consideraciones de la ANH:

Como ya se señaló en respuesta anterior, el Reglamento fue expedido el 26 de marzo del año en curso. Corresponde al Acuerdo No. 3, del Consejo Directivo, publicado en la Página WEB de la Entidad y en el Diario Oficial No. 49.11 del 2 de abril último.

19.15 *Numeral 3.2.2. Según el tipo de Yacimiento*

En el último párrafo de este numeral, se establece que si en ejecución de un contrato E&P o TEA, se evidencia prospectividad de Yacimientos No Convencionales, no se podrán adelantar actividades de este tipo, salvo que el Contratista se encuentre habilitado para el efecto. En el proceso Ronda 2012, se

permitió que de presentarse estos casos en contratos suscritos por compañías que no estuvieran habilitadas, éstas podrían asociarse con una compañía que sí lo estuviera, con el fin de no perder los derechos sobre no convencionales. Agradecemos confirmar si en este proceso se mantendrá dicha posibilidad.

Consideraciones de la ANH:

En efecto, si el Contratista no está Habilitado para desarrollar Yacimientos No Convencionales, puede asociarse con otra u otras personas jurídicas que sí reúnan las condiciones de Capacidad, previa autorización y comprobación por la ANH, con el propósito de explorar y explotar este Tipo de Yacimientos.

Se hará la precisión correspondiente.

19.16 Numeral 3.4. Fichas Socio Ambientales

Ecopetrol S.A recibió a comienzos de este año una comunicación de Parques Nacionales Naturales, en la que informa los resultados obtenidos en el marco de un trabajo conjunto con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, con el fin de armonizar intereses en el territorio, prevenir impactos en la biodiversidad, manejar y mitigar los impactos actualmente existentes.

En dicha comunicación se manifiesta que efectuaron cruces cartográficos entre los bloques de hidrocarburos en exploración o explotación con las áreas protegidas integrantes del SINAP (en especial las áreas del Sistema de Parques Nacionales Naturales y los Parques Regionales Naturales), usando los shapes del Registro Único Nacional de Áreas Protegidas (RUNAP) y el Mapa de Tierras de la ANH del 2013, en los cuales se muestra la superposición o cercanía de los bloques de hidrocarburos y las áreas protegidas.

Este ejercicio permitió identificar la necesidad de adelantar acciones para solucionar las superposiciones cartográficas con las áreas protegidas donde priman los usos de preservación. También permitió trabajar en la promoción de acciones para el cumplimiento de la función amortiguadora en su zona de influencia.

El resultado del análisis cartográfico entre los Bloques de Hidrocarburos, las áreas del Sistema de Parques Nacionales Naturales, así como su zona de influencia, tomando como referencia un búfer de 5 kilómetros a la redonda, fue registrado en una tabla, en la que, para el caso de Ecopetrol, se relacionaban los Contratos y Convenios suscritos con la ANH que resultan afectados.

A partir de este análisis, se solicitó a Ecopetrol verificar y ajustar los límites de un número de bloques en particular, con el fin de evitar las superposiciones con las Áreas Protegidas por ser zonas excluidas de la actividad hidrocarburífera.

Además de lo anterior, se indica que Parques Nacionales Naturales y la ANH han trabajado durante el 2013 con el fin de proponer unos lineamientos ambientales especiales para bloques de hidrocarburos que se encuentren en zonas aledañas a los Parques Nacionales Naturales y que cumplan una función amortiguadora. Como resultado de este trabajo conjunto, existen propuestas para Buenas Prácticas Ambientales que podrían implementar los operadores, medidas de manejo ambiental para el licenciamiento y seguimiento de las autoridades ambientales competentes, entre otros. Finalmente, se invita a las compañías a implementar el concepto de función amortiguadora en todas las actividades de los bloques que se encuentren en zona aledaña para prevenir y evitar impactos en los Objetivos de Conservación y sus Valores Objeto de Conservación del área protegida vecina.

Con el antecedente descrito, agradecemos se informe si la ANH aplicó esta revisión con Parques Nacionales Naturales en todos los bloques que está ofreciendo y si las coordenadas están debidamente ajustadas, con el fin de evitar las superposiciones con las Áreas Protegidas por ser zonas excluidas de la actividad hidrocarburífera.

Adicionalmente, les agradecemos aclarar si la ANH va a reconsiderar la magnitud de los Programas Exploratorios en los bloques en los cuales el área se vea disminuida por esta situación.

Adicionalmente, pueden por favor indicarnos la posición de la ANH respecto de la creación de Zonas de Reserva Campesina y el manejo correspondiente, considerando el efecto de reducción en área efectiva de trabajo en los bloques que está ofreciendo la ANH en la Ronda 2014.

Consideraciones de la ANH:

Efectivamente la selección y delimitación de las Áreas por asignar en desarrollo de la "Ronda Colombia 2014" se basó en el trabajo realizado con las autoridades competentes.

Le sugerimos confrontar los Estudios Previos del Procedimiento, publicados en la Página WEB de la Entidad.

En cuanto corresponde a las Zonas de Reserva Campesina aplican las disposiciones especiales sobre la materia.

Estas Zonas fueron creadas por el artículo 80 de la Ley 160 de 1994. Se definen como aquellas áreas geográficas seleccionadas teniendo en cuenta las características agroecológicas y socioeconómicas regionales, en las cuales la acción del Estado debe tener en cuenta, además de los anteriores principios orientadores, las reglas y criterios sobre ordenamiento ambiental territorial, la efectividad de los derechos sociales, económicos y culturales de los campesinos, su participación en las instancias de planificación y decisión regionales y las características de las modalidades de producción,

para el ordenamiento territorial, social y cultural de la propiedad, en procura de la estabilización y consolidación de la economía campesina.

Según la normatividad vigente, NO son objeto de exclusión para la industria de hidrocarburos.

En todo caso, en eventos de reducción del Área asignada con motivo de este tipo de limitaciones, la ANH está facultada para autorizar expresamente y por escrito reducciones proporcionales de los compromisos exploratorios.

19.17 *Numeral 3.5.2. Devolución de áreas*

En las minutas de 2012, en el numeral 4.3.4 de estos Términos de Referencia y en el borrador del reglamento para YNC que se expedirá por la ANH, el Periodo Exploratorio para este tipo de contratos tiene una duración de 9 años. Así las cosas, solicitamos que el plazo para presentar el Programa de Confirmación Exploratoria no este limitado a 6 años, sino que pueda presentarse en cualquier tiempo, antes de vencerse el Periodo de Exploración. 3.5.2 Términos

Consideraciones de la ANH:

La ANH NO accede a esta solicitud, porque no quedaría tiempo para ejecutar el Programa de Confirmación Exploratoria propio de la Tercera Fase o Fase de Confirmación Exploratoria.

19.18 *Numeral 4.2 Programas Exploratorios*

En general las compañías se comprometen con los programas mínimos y adicionales para los TEAS y los Contratos E&P de las rondas con la ANH. Lo que hemos observado es que por diversas circunstancias y de muy diversa índole, no imputables al Contratista, los compromisos son ejecutados en tiempos mayores a los pactados. ¿Es posible que la ANH modifique la duración de los plazos para ejecutar los Programas Exploratorios y se establezcan mayores tiempos, atendiendo la realidad de la operación evidenciada en la mayoría de los bloques, por ejemplo los de la Ronda de Crudos Pesados?

Ecopetrol respetuosamente propone revisar este tema, al menos para aquellos bloques que desde ya anticipen dificultades por temas particulares, por ejemplo aquellos en áreas de frontera.

Consideraciones de la ANH:

No puede haber una regulación caso por caso.

La ANH ha sido amplia en autorizar extensiones en estos casos.

19.19 *Aclaraciones Abiertas:*

- *Se encuentran bloques 2014 de la categoría No Convencionales que ya fueron ofertados en la Ronda 2012, ¿Qué tipo de información técnica adicional viene en el Paquete de Información?*

Consideraciones de la ANH:

En efecto, algunas de las Áreas seleccionadas fueron objeto de la Ronda 2012.

Toda la Información disponible en el Banco de Información Petrolera, BIP o EPIS, fue incorporada en los Paquetes de Información.

Existe sin embargo nueva Información Técnica obtenida como resultado de los estudios adelantados en Convenio con la Universidad de Utah o en desarrollo de consultoría con el Consorcio Ayco, cuyo contenido solamente podrá ser divulgado a partir del tercer semestre del presente año, cuando se pondrá a disposición de los interesados mediante publicación en la Página WEB de la Entidad. Algunos resultados parciales se incluyeron en las presentaciones técnicas realizadas por la ANH en distintos eventos de promoción de la Ronda 2014, en cuya página WEB se encuentran también disponibles.

- *Reiteramos nuestra inquietud con respecto a aquella situación en la cual el Contratista a pesar de cumplir en términos de actividad con los compromisos suscritos con la ANH, si estos se logran en términos económicos a un menor valor de lo estimado originalmente, el excedente igualmente se debe ejecutar o reconocérselo a la ANH. Consideramos que en términos de estimular mayor eficiencia y eficacia de los programas exploratorios, si la actividad se logra a un menor costo y cumple con lo exigido en términos técnicos por la ANH, debería ser suficiente para cumplir con los mismos.*

Consideraciones de la ANH:

La ANH no accede a su solicitud. Confrontar respuestas anteriores sobre el mismo tema.

La Mayor Inversión en Exploración ofrecida es criterio de adjudicación y por tanto compromete a las partes.

20.- Observaciones propuestas por Omega

- 20.1 *Para acreditar las Reservas: ¿Es necesario que el Bloque al cual pertenecen, tenga un Campo Comercial?. Toda vez que existen Bloques que tienen producción y cuentan con Informe de Reservas acreditado por un tercero, sin que tengan la declaratoria de Campo Comercial.*

Consideraciones de la ANH:

Sí, en cuanto se requiere que se trate de Reservas probadas propias, reflejadas en los Estados Financieros.

- 20.2 *Con relación al Patrimonio exigido por cada tipo de Área:
Ejemplo: Sí una compañía cumple con el Patrimonio exigido para el Área tipo 1, ¿Puede aplicar para un número de Áreas ilimitadas del tipo 1?*

Consideraciones de la ANH:

Se requiere acreditar Capacidad Económico Financiera para cada Área propuesta.

- 20.3 *Sí un Área ha producido más de un 1 millón de Barriles equivalentes y esa Área cuenta con una Certificación Externa del año 2012, y del periodo comprendido entre el año 2012 al año 2013 no hubo actividad, ¿Se puede usar ese Informe y restar la producción del periodo comprendido entre el año 2012 al año 2013; ya que solo se afectaron las P1?*

Consideraciones de la ANH

NO. Se requiere acreditar Reservas Probadas propias, registradas en los Estados Financieros correspondientes al último ejercicio fiscal.