

PREGUNTA	OBSERVACIÓN/PREGUNTA
1.	<p>¿Los términos únicos para los no convencionales recientemente aprobadas en la ley se aplican sólo a bloques adjudicados en la ronda de licitaciones de 2012 o no se aplican a la exploración convencional en bloques adjudicados en 2010 o en las rondas anteriores?</p> <p>¿Son las listas de "social y ambiental de cada bloque (diapositiva 33 de la presentación de la demostración de Houston Road) disponibles sólo para los 2012 bloques de la Ronda de Licitación o gráficos disponibles para bloques adjudicados en las rondas anteriores?</p>
2.	<p>¿La capacidad de producción asignada en áreas tipo 2 y 3 que es 5000 y 20000 BPED tienen que ser en su totalidad operada?</p> <p>¿Ustedes también expresan la capacidad operacional en términos de reservas pero estas son de que tipo (probadas, probables, posibles)?</p> <p>¿Cuando hablan de las áreas tipo 2 dicen que se suscribirán contratos E&P directamente? Pero que pasa en el caso de áreas tipo 2 no convencionales, podría aplicar un contrato TEA?</p>
3.	<p>De acuerdo a lo establecido en el aparte 6.1. de los Términos de Referencia las empresas que hemos participado en procesos de selección anteriores podríamos presentar el mismo modelo de Garantía de Deudor Solidario que se ha presentado en dichas oportunidades</p>
4.	<p>Se encuentran categorizados los bloques en convencionales y no convencionales. Al respecto queríamos saber qué sucede en el caso en que sea asignado un Bloque de "convencionales" a la compañía y luego se descubra que en realidad se trata de hidrocarburos "no convencionales" ¿Se puede hacer la modificación del bloque convencional a no convencional? ¿Qué sucede en el caso contrario, en donde un bloque es categorizado como "no convencional" y resulta haber hidrocarburos "convencionales" luego de los primeros 3 años de la Fase 1?</p> <p>En materia de Garantías se habla de constituir las por el 50% del programa mínimo exploratorio, y por el 50% del programa adicional. Sin embargo, ¿no hay ninguna diferenciación entre los Tipos de Bloque?, no sé si sea posible que me colaborarán explicando mejor las garantías que habrán de constituirse.</p>

5.	<p>Teniendo en cuenta los requisitos exigidos este año de Reservas y Producción para la cumplir la CAPACIDAD OPERACIONAL según el Tipo de Bloque; solicitamos indicar a cual Tipo de Bloque es decir al tipo 1, tipo 2 o tipo 3 hace referencia el requisito adicional que establece: "Por lo menos 2 pozos perforados en los últimos tres años". De esta forma, solicitamos nos informen sí este requisito adicional aplica para alguno de los bloques o sí es aplicable a todos los Tipos de Bloques.</p> <p>Respecto de la CAPACIDAD OPERACIONAL, se mencionan las siguientes condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Que en los últimos diez años hayan operado Contratos de Exploración y Producción (E&P) con inversiones superiores a USD500.000.000 - Aquellas que tengan menos de cinco años de creadas cuenten con activos superiores a USD\$1.000.000.000 y sean Operadores de al menos cinco Contratos E&P. <p>¿Las condiciones mencionadas anteriormente, son calificaciones adicionales independientes? Es decir, una empresa que cumpla con una de estas condiciones sin tener en cuenta las generales de Reservas y Producción se considera que cumple con la CAPACIDAD OPERACIONAL o por el contrario estas condiciones acompañan a los requisitos mínimos de Reservas y Producción y son un requisito adicional a los que se deben tener en cuenta para cada tipo de Bloque.</p> <p>¿Si una compañía está calificada como operadora de acuerdo al Acuerdo 08 de 2004 y que actualmente tiene la operación de un Campo; podría dicha compañía participar como Operadora en la Ronda Colombia 2012?</p>
6.	<p>Queremos indagar si en virtud de la última ley antitrámites (Decreto-ley 19 de 2012) la ANH considera que parte de los documentos presentados para el Opend Round Colombia 2010 pueden ser utilizados para la Ronda 2012; en caso afirmativo, quisiéramos saber cuáles de ellos pudieran ser utilizados.</p>
7.	<p>Hemos procedido a revisar el Proyecto de Términos de Referencia que fue puesto en la WEB de la ANH, a principios del mes de marzo, y de conformidad con lo establecido en el Numeral 5.2.4, respetuosamente ponemos a su consideración algunas observaciones y sugerencias.</p> <p>Capítulo Quinto: 5.2.2.: Se podrían introducir como parte de este capítulo, en relación al Paquete de Información; algunas opciones para su adquisición? Para citar un ejemplo, puede el</p>

Paquete adquirirlo una sucursal de compañía extranjera establecida legalmente en Colombia, con el propósito de que se sea la Casa Matriz quien subsidiariamente participe, y avale todos los requerimiento de Capacidad Jurídica, Operacional, Financiera, Medioambiental y de Responsabilidad Social?

Capítulo Sexto:

6.1.: Si la Matriz cumple con los requisitos de los TDR's y presenta toda la documentación requerida dentro del proceso y a su vez presenta la Garantía solidaria a la que hace referencia el numeral 6.1. puede en este caso presentarse la sucursal de la Matriz en Colombia, aun cuando la sucursal no cumpla el requisito de haberse constituido con al menos 5 años de antelación al proceso?

El propósito de esta pregunta es la de permitir a la sucursal hacer el fronting ante las autoridades colombianas y en particular a este proceso, sin perjuicio de que los documentos requeridos en el TDR sean provistos por la casa Matriz.

El requisito de los cinco (5) años de constitución previsto en el numeral 6.3.2 de los Términos de Referencia es exigible únicamente a la sociedad proponente, no a su sucursal.

6.3.3.: En caso de que el Paquete lo adquieran conjuntamente la sucursal de una compañía extranjera en Colombia y su casa Matriz, se los considera proponentes plurales?

6.3.8.: Que ocurre en el caso de que el proponente ya haya establecido una sucursal en Colombia con el objeto único de dedicarse a la Exploración y Explotación de campos petroleros?

6.3.9.: Debe el poder al que hacen referencia los numerales 6.3.9 y 6.3.10 presentarse con la debida apostilla de la haya y de ser el caso traducido al español?

6.4.1.: Puede una sucursal de compañía extranjera establecida en Colombia participar acreditando todos los documentos requeridos en el numeral 6.4.1. y acreditando a su vez de manera subsidiaria para efectos de cumplimiento de los TDR la información requerida en el numeral 6.4.2.

	<p>6.5.: En el caso de una Compañía proponente, que es casa Matriz de varias empresas dedicadas a actividades de E&P en diversos países, es necesario presentar los estados financieros de tanto la casa matriz y sus subsidiarias, o basta con presentar los de sus casa matriz.</p> <p>6.6.: El certificado de autoridad competente, deberá ser emitido con que tiempo de antelación?, Debe estar apostillado, de acuerdo a la convención de la Haya?</p> <p>6.6.: Sería posible incorporar una cláusula que establezca que: Si un contrato se estuviere ejecutando bajo una modalidad asociativa (Consortio, Contratista Conjunto), el valor total (final o ejecutado) del mismo aplicará como experiencia del Proponente, siempre que este tuviere un porcentaje de participación igual o superior al 50% en el Consortio o Contrato Conjunto. En caso contrario, solo aplicará el porcentaje de participación de éste en el Consortio o Contrato Conjunto.</p> <p>6.9.: Entenderíamos que en el Formato XX que contenga la Solicitud de Habilitación, estarán incorporados todos los requisitos que constan en los numerales 6.3.xx, muchos de ellos bajo la gravedad del juramento? Es correcta nuestra apreciación?</p>
<p>8.</p>	<p>De conformidad con el numeral 6.1 de los Términos de Referencia, “no se aceptarán Propuestas de sucursales ni acreditación de requisitos por personas jurídicas distintas del Proponente Individual”. Se entiende entonces que las compañías extranjeras con sucursal en Colombia deberán acreditar las capacidades exigidas a través de la compañía extranjera directamente, sin importar el tiempo durante el cual dicha sucursal haya venido ejerciendo operaciones en Colombia. Se solicita que se revise la posibilidad de que el Proponente Individual pueda manifestarse en la forma de una sucursal en Colombia de sociedad extranjera, siempre y cuando cuente con cierta trayectoria de operación en Colombia.</p> <p>De conformidad con el numeral 6.1 de los Términos de Referencia, “no se aceptarán Propuestas de sucursales ni acreditación de requisitos por personas jurídicas distintas del Proponente Individual”. Se señala que los proponentes, ya sean personas jurídicas nacionales o extranjeras, sólo podrán acreditar los requisitos exigidos directamente, lo cual parece excluir que se acrediten requisitos a través de la matriz o controlante. Favor aclarar si es o no posible acreditar uno, varios o todos los requisitos (Capacidades Jurídica, Financiera, Técnica y Operacional, Medioambiental y de Responsabilidad Social Empresarial) a través de la matriz o controlante del Proponente Individual.</p>

	<p>Se solicita el favor de dar a conocer a los interesados el listado del PIW TOP 100</p> <p>De conformidad con el numeral 3.2.2 de los Términos de Referencia, en caso que durante la ejecución de un Contrato E&P inicialmente para Convencionales, se presente prospectividad para No Convencionales, el Contratista no podrá explotarlos salvo haberse habilitado para el efecto. En ese caso, ¿la habilitación a la que se refiere dicho numeral debe entenderse en cuanto a haberse habilitado al momento de la Ronda, o será posible habilitarse a posteriori, una vez se hayan encontrado tales recursos dentro del Contrato adjudicado? ¿El titular del Contrato E&P, no habilitado inicialmente para explotar No Convencionales, tendrá prioridad sobre terceros para efectos de tener acceso a dichos recursos, siempre y cuando demuestre en su momento estar habilitado, de conformidad con los requisitos establecidos en los Términos de Referencia?</p> <p>Para efectos de solicitar la autorización para ejecutar un programa exploratorio para no convencionales en caso de haberse adjudicado un área prospectiva, para convencionales el contratista ha debido acreditar los requisitos exigidos para</p> <p>Favor dar a conocer la Tabla de Precios Unitarios mencionada en el quinto párrafo del numeral 4.4 de los TDR.</p> <p>Según lo establecido en el numeral 5.2.2, el costo del Paquete de Información no estará sujeto a devolución por motivo alguno. Favor aclarar qué sucede con los valores recaudados si la misma Agencia Nacional de Hidrocarburos decide unilateralmente suspender o cancelar el proceso.</p> <p>En caso que en los estatutos sociales del Proponente Individual no se limite la capacidad del representante legal, ¿sería necesario obtener copia de la aprobación por parte del órgano social pertinente?</p>
<p style="text-align: center;">9.</p>	<p>En cuanto a capacidad técnica para las áreas tipo 3 los TDR hacen referencia a una producción operada de 20000 bopd. Esta figura se refiere a la producción al momento de ofertar en octubre 2012, o a un promedio de los últimos años?</p>
<p style="text-align: center;">10.</p>	<p>El primer punto es la situación de seguridad en la cuenca. Sé que hay otras compañías operando con éxito en el área, pero sin embargo no he sido capaz de encontrar información específica para la cuenca Cag-Put. Lo que llega a las publicaciones son solo las malas noticias que se que no representan la realidad cotidiana. Ustedes disponen de alguna información mas especifica y actualizada (en el área del Cag-Put) que la publicada en alguna de la presentaciones?</p>

	<p>El segundo punto crítico es el costo real de la sísmica 2D. Según entiendo hay algún esquema de colaboración con el ejército con un costo prefijado, pagado por las compañías petroleras en las diferentes áreas en riesgo. ¿Sería posible tener más detalles de este esquema? Los gerentes dudan acerca de cuanto el pago de la seguridad puede afectar el costo real de un levantamiento sísmico en el área, elevando los costos operativos de manera significativa.</p> <p>Si lograra aclarar estos dos puntos para mis gerentes, confié en que estarán dispuestos a aprobar la participación en la ronda 2012.</p>
<p>11.</p>	<p>Adquisición de Paquete de Información Ronda Colombia 2012.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ El proceso competitivo denominado “Ronda Colombia 2012” trae consigo el ofrecimiento de varias áreas que fueron objeto de ofrecimiento por parte de la ANH durante la ronda del año 2010, lo que implicó que quienes participaron en el proceso anterior, ya cuentan con la información requerida para postular sus ofrecimientos. <p>Es así como carecería de sentido, pagar dos (2) veces por tal concepto (paquete de información), pues algunos interesados ya cuentan con el mismo, tal y como dan cuenta los registros que para el efecto pueda tener la ANH.</p> <p>En este orden de ideas, y si lo que la ANH está cobrando es la adquisición del paquete de información, respetuosamente solicito se estudie la posibilidad de eximir de este concepto a las empresas que ya cuentan con el mismo, o se module el valor en proporción a la información que pueda existir entre el paquete de información de la Ronda 2010 y el de la Ronda 2012, ya que la misma es suficiente para que los interesados puedan formular sus ofrecimientos para una determinada área.</p> <p>En caso de no considerar viable la petición anteriormente señalada y al ser considerada esta información parte de la inversión que hace el oferente y que se encuentra asociada directamente al proyecto, respetuosamente me permito solicitar que el valor cancelado por tal concepto, se incluya o sea considerado como parte de las inversiones ofrecidas por quienes resulten adjudicatarios de algunas de las áreas.</p> <p>Capacidad Operacional.</p> <p>La definición de capacidad está asociada a la “aptitud, talento, cualidad que dispone alguien para el buen ejercicio de algo.” En este orden de ideas y como quiera que el contrato se encuentra dividido en dos (2) fases a saber: exploración</p>

y producción, se evidencia que la “capacidad operacional” exigida en los borradores de los Términos de Referencia, no guarda relación respecto de la primera etapa o fase que sería la de exploración.

En efecto, durante los seis (6) primeros años del contrato, se adelantan actividades exploratorias, y es sobre tal actividad que en principio debería exigirse una determinada capacidad operacional.

Lo anterior, de manera alguna significa que si luego de tener éxito en el proceso de exploración y una vez se decida ingresar a la fase de producción, la entidad no pueda exigir requisitos adicionales para verificar su capacidad operacional en la etapa de producción, caso en el cual los mismos podrían ser cumplidos directamente por quienes adelantan la fase de exploración o con el concurso de otras compañías que tengan la capacidad operacional en producción, mas aun cuando las condiciones socio - ambientales y operacionales en una y otra etapa son bien distintas.

Lo anterior trae consigo importantes ventajas a saber: i) evita la concentración de la contratación exclusivamente en empresas productoras, y permite la participación de otras empresas que han venido cumpliendo satisfactoriamente y con grandes esfuerzos económicos y técnicos sus compromisos exploratorios, particularmente en Colombia. ii) el entorno geopolítico actual, hace necesario reflexionar sobre la importancia de evitar barreras de entrada a la inversión en exploración e impedir que dicho capital se fugue a otros países de la región.

En este sentido, respetuosamente solicitó estudiar la posibilidad de efectuar modificaciones a la capacidad operacional exigida en los borradores de los Términos de Referencia, de manera tal que se incorporen condiciones o requisitos que garanticen una capacidad operacional acorde con la fase y actividad en la que se encuentre el contratista, sin que la misma se vea condiciona necesariamente y desde el inicio del contrato a la conformación de asociaciones (uniones temporales o consorcios) para la acreditación de requisitos o exigencias de capacidad operacional cuando las mismas solo se requieren, en la medida en que efectivamente se pasa a una fase de producción.

Definición de Consorcio. Dispone el numeral 1.21 del proyecto de Términos de Referencia lo siguiente:

Consorcio. Forma o modalidad de asociación prevista en el numeral 1 del artículo 7 de la ley 80 de 1993, conforme al cual, dos o más personas jurídicas presentan propuesta conjunta en desarrollo de

este propuesta conjunta en desarrollo de este procedimiento de selección, con el fin de celebrar, ejecutar, terminar y liquidar, también conjuntamente, el o los contratos que lleguen a ser adjudicados

No obstante la definición que trae los términos de referencia, se observa que la misma no se ajusta al contenido y alcance de dispuesto en el artículo 7 de la ley 80 de 1993, pues mientras en los términos de referencia lo limitan la asociación a persona jurídicas, la ley de manera alguna lo hace, dejando por el contrario, abierta la posibilidad de que participen en asociación, tanto personas naturales como jurídicas.

En este sentido, se hace necesario proceder a efectuar la modificación correspondiente, conforme al sustento legal enunciado, esto es, el artículo 7 de la ley 80 de 1993.

Programas exploratorios

“(…) En los de exploración y producción – E&P, son obligatorios 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 a 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 fijadas 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.”

Sobre esta disposición en particular, es necesario efectuar las siguientes precisiones: i) Carece de sentido pretender que en el mes dieciocho (18) de la primera fase, y muy seguramente sin haber culminado las actividades de exploración dentro del plazo contractualmente fijado (36 meses) y por lo tanto sin conocer los resultados del proceso de exploración previsto para la primera fase, se pretenda exigir que el contratista automáticamente y por no haber presentado su

renuncia con anterioridad al mes dieciocho (18), se obligue sin ningún fundamento técnico a ejecutar inversiones y actividades de la segunda y tercera fase.

Por lo que muy respetuosamente consideramos que existe un error, pues la decisión de pasar a una fase subsiguiente dependerá de los resultados de la fase anterior, decisión que por lo general solo se podrá tomar al finalizar la misma y no con varios meses de anterioridad.

Teniendo en cuenta los resultados y prospectividad del área se determinara la conveniencia de efectuar inversiones, pues adicionalmente a ello no se puede exigir inversiones en áreas donde los resultados indiquen un poco o nula prospectividad, pues ello atentaría contra los principios de eficacia y eficiencia. Devolución de áreas

Dispone el numeral 3.5 del proyecto de Términos de Referencia lo siguiente:

1.5.1 DEVOLUCIÓN DE AÉREAS

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

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%), finalizada la Primera Fase.

En caso contrario no hay lugar a devoluciones parciales.” *Negrilla y cursiva fuera de texto*

Tal y como está redactada la disposición objeto de análisis, aquellos contratistas a quienes se les adjudicó un área de hasta 45.000 ha, logran mantener la misma durante todo el periodo exploratorio, mas no así a quienes se les adjudicó un área superior, pues inclusive estos con la formula prevista, pueden quedar durante el resto del periodo exploratorio con un área inferior a los 45.000 ha., esto es, se terminaría afectando en mayor grado a quien se les adjudicó un área superior a los 45.000 ha.

Vg.

	Fase (terminada) Exploratorio)	No hectáreas	Devolución	Total	ha	(Periodo
	1	45.000	0	45.000		
	Fase (terminada) Exploratorio)	No hectáreas	Devolución	Total	ha	(Periodo
	1	60.000	50%		30.000	
<p>De esta manera y con el propósito de guardar armonía con el propósito y finalidad de la citada cláusula, solicitamos que la devolución de áreas opere de la siguiente manera:</p> <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%), finalizada la Primera Fase, sin que misma sea inferior cuarenta y cinco mil hectáreas (45.000 ha)</p>						
<p>Examen, Verificación y Validación – Evaluación y Calificación</p> <p>Durante el transcurso del proceso, la ANH ha venido indicando que el mismo se adelantara bajo los postulados de igualdad, transparencia, selección objetiva, imparcialidad, publicidad y contratación.</p> <p>Por esta razón y con el propósito de garantizar precisamente estos derechos, solicitamos no solo la publicación en la página web de los informes de habilitación y evaluación, sino abrir el espacio para que todos los oferentes conozcan la documentación e información aportada por sus competidores y si hay lugar a ello, puedan formular observaciones sobre las mismas y por ende sobre el informe de evaluación.</p> <p>Mal haría la entidad en publicar un informe de evaluación, si no se tiene conocimiento de los documentos y soportes que la llevaron a ello, y a observar si realmente las propuestas y proponentes se ajustaron a los términos de referencia y por ende, si la evaluación se adelantó en debida forma.</p> <p>Solo así se asegura reamente los principios de transparencia, publicidad y contradicción que deben regir en todas las actuaciones administrativas, por lo que de la manera más respetuosa solicitamos abrir dicho espacio de manera formal dentro del proceso de selección.</p>						

Garantías

Dispone el numeral 8.3 del proyecto de términos de referencia lo siguiente:

“Suscrito el negocio jurídico, dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la fecha efectiva del mismo, que varia según si hay o no lugar a la denominada fase 0, el contratista así como so obligado solidario, para quien aplica el primero de tales plazos, deben constituir y someter a la aprobación de la ANH las garantías y seguros exigidos, a tono con las estipulaciones pertinentes del Contrato.” Negrilla y cursiva fuera de texto

Sobre este aspecto en particular, y como quiera que no existe definición de “fecha efectiva” en el marco del capítulo de definiciones previsto en los Términos de Referencia, no es claro si la citada garantía se debe presentar dentro de los diez (10) días siguientes a la suscripción del contrato, fecha en la que el mismo esta) llamado a producir sus efectos jurídicos, o si por el contrario y conforme a la definición de fase 0 prevista en el numeral 8.7, lo que se pretende es que las garantías se presenten dentro de los diez (10) días siguientes al inicio de la primera fase, por lo que respetuosamente solicito la aclaración sobre el particular.

Capacidad Jurídica.

En el numeral 6.3.1 describe los requisitos que deben comprender los consorcios y las uniones temporales, así:

“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.” Cursiva y subraya fuera de texto.

Por su parte el numeral 1.1. define las actividades inherentes o complementarias de la siguiente manera:

“Actividades Inherentes o Complementarias a la Exploración y Producción de Hidrocarburos. Las de prestación de servicios técnicos en las áreas de geociencias e ingeniería de petróleos, tales como geología, geofísica, geoquímica, perforación de pozos,

	<p>producción, ingeniería de yacimientos, administración, operación y mantenimiento de campos, así como la realización de inversiones, todo ello en este sector de la industria.”</p> <p>Como se observa de las definiciones anteriormente señaladas, en el caso de Consorcios y/o Uniones Temporales, los Términos de Referencia contrario a la naturaleza y finalidad perseguida con estas figuras asociativas, limitan su participación a quienes tengan dentro de su objeto: i) el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y ii) el desarrollo de Actividades Inherentes o Complementarias, lo cual deja de lado la posibilidad de que otros actores entren a participar, mediante esfuerzos conjuntos para la ejecución del contrato atendiendo a su especialidad, vg los fondos de inversión, la banca y otros actores que pueden participar mediante la actividad logística, constructiva e incluso administrativa en el desarrollo del contrato</p> <p>Precisamente, la exposición de motivos de la ley 80 de 1993 justifico la razón de ser de los consorcios y uniones temporales así:</p> <p>“sin duda el fenómeno de la especialidad cada día va adquiriendo mayor preponderancia en el mundo de los negocios y del comercio. La mayor eficiencia y la menor ineficacia como condiciones de la implantación dentro del comercio de la llamada ventaja competitiva ha provocado la aludida especialidad. En razón a ello, cada vez se hace mas necesaria la unión de dos o más personas con el fin de hacer factible la prestación de un servicio, la ejecución de una obra etc., brindando cada uno mayor calidad y eficiencia en razón de su especialidad, y evitando así los mayores costos y efectos negativos que puedan derivarse de la realización aislada y particular de actividades respecto de las cuales no se es el más apto”</p> <p>En consecuencia y de conformidad con la anteriores definiciones, respetuosamente solicito la aplicación de las figuras previstas en la ley 80 de 1993 (Consorcio y/o Unión Temporal) atendiendo a su exposición de motivos y conforme al alcance y definición prevista jurisprudencialmente, esto es sin limitarlo a un objeto social específico por parte de todos sus integrantes, sino en función a la capacidad y especialidad que cada uno aporte al proyecto.</p>
12.	- ¿Podemos hacer una oferta en superficie contigua?
13.	"los nuevos términos económicos implementados para el gas shale en Colombia"

14.	<p>Se observa que el documento de 110 páginas aún carece de los anexos mencionados en el mismo.</p> <p>Artículo 1.40, página 26, Se menciona "producción neta", Se sugiere definir Producción Neta que se entiende es la producción después de sustraer las regalías.</p> <p>Artículo 1.43, página 28. Definición de Pozo Estratigráfico; establece ciertos criterios técnicos que se deben cumplir. Entendiendo que "el espesor total de la columna estratigráfica" corresponde a la profundidad total del pozo, nos parece que los requerimientos de núcleos convencionales y testigos laterales podrían ser excesivos para pozos profundos. Por ejemplo, para la profundidad límite especificada de 10.000 pies se requieren 500 pies de núcleos convencionales y 475 testigos de pared. Pregunta relacionada: Se entiende que el Ministerio de Minas y Energía está preparando una Resolución por la cual se expiden normas técnicas para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales. En caso de discrepancias entre este documento y los Términos de Referencia, cual tiene prelación?</p> <p>Artículo 3.2.2, página 38. Preguntas y sugerencias:</p> <p>a) El primer párrafo indica que algunas de las áreas han sido seleccionadas por la ANH para evaluación, exploración y producción de yacimientos no convencionales. Son estas las únicas áreas disponibles para este efecto? Es posible que haya bloques distintos a los seleccionados por la ANH que a criterio del operador interesado tenga potencial para no convencional. Se puede hacer una oferta para no convencional en dichos bloques?</p> <p>Nuestra sugerencia sería que todos los bloques (Tipo 1, 2 y 3) sean ofrecidos para convencional y no convencional y que sea el oferente quién decida en que forma aplicar bajo los términos y condiciones estipulados que correspondan. Nos parece que el Adendum #11 de la Ronda Colombia 2010 establece un precedente.</p> <p>b) El segundo párrafo sugiere que si como resultado de participar en la Ronda Colombia 2012, se adjudica un área para llevar a cabo operaciones de exploración y producción de yacimientos no convencionales, bajo los términos correspondientes para yacimientos no convencionales, el operador podrá explotar los yacimientos convencionales descubiertos dentro del área bajo los mismos términos, es decir bajo los términos contractuales para yacimientos no convencionales. Es esta interpretación correcta?</p> <p>c) El tercer párrafo se refiere al caso opuesto; el área ha sido adjudicada para efectuar operaciones de exploración y producción de yacimientos convencionales bajo los términos correspondientes a yacimientos convencionales. Si el operador llena los requisitos de calificación para yacimientos no convencionales podrá explotar los</p>
-----	---

	<p>yacimientos no convencionales descubiertos en el área. Bajo que términos? Se aplicarían en este caso (para los yacimientos no convencionales descubiertos) los términos correspondientes a exploración y producción de yacimientos no convencionales?</p> <p>Artículo 5.2.6, página 60. Es el último párrafo en contraposición con los dos anteriores en cuanto a la introducción de modificaciones y ajustes a los Términos de Referencia derivados de los comentarios recibidos?</p> <p>Artículo 6.6.3, página 86. Primera línea. Para mayor claridad, se sugiere insertar "o" después del paréntesis.</p> <p>Artículo 7.3, página 96. No se hace referencia a los montos de las garantías.</p>
<p>15.</p>	<p>Adicionar al artículo 6.4 del Proyecto de TDR de la Ronda Colombia 2012, sobre acreditación de la capacidad jurídica de las personas jurídicas extranjeras, un numeral sobre los requisitos aplicables para las personas jurídicas extranjeras con sucursal en Colombia, en la forma establecida por los términos de referencia del proceso competitivo Ronda Colombia 2.010 (artículo 3.2.6, Numeral 3.2.6.1 "Personas Jurídicas Colombianas y Sucursales en Colombia de Personas Jurídicas Extranjeras") y el artículo 20, numeral 20.1 del Acuerdo No. 008 de 2004.</p> <p>Cabe aclarar que lo anterior no significa que la sucursal sea el proponente sino que se permita que la capacidad jurídica sea acreditada conforme lo permite la ley, el Acuerdo No. 008 de 2004 y los procesos competitivos previos.</p> <p>Sustento Jurídico:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Las sucursales de sociedades extranjeras se rigen en el país por las disposiciones contenidas en el Título VIII, del Libro II del Código de Comercio, denominado "de las sociedades extranjeras" en cuyo artículo 497 dispone: "Las disposiciones de este título regirán sin perjuicio de lo pactado en tratados o convenios internacionales. En lo no previsto se aplicarán las reglas de las sociedades colombianas. Asimismo estarán sujetas a él todas las sociedades extranjeras, salvo en cuanto estuvieren sometidas a normas especiales".(Concepto 220-001778 del 12 de Enero de 2007 de la Superintendencia de Sociedades.) 2. El artículo 486 ibídem establece la forma en que se debe probar la existencia y representación de las sociedades extranjeras, así: "La existencia de las sociedades domiciliadas en el exterior de que trata este Título y las cláusulas de los estatutos se probarán mediante el certificado de la cámara de comercio. De la misma manera se

<p>probará la personería de sus representantes." (Subrayas ajenas al texto)</p> <p>3. Cuando la norma se refiere a que el documento que sirve de prueba de la existencia y representación de las sociedades extranjeras y de las cláusulas de los estatutos, es el certificado de cámara de comercio es claro que por tratarse del régimen legal de las sucursales de las sociedades extranjeras alude al certificado que expide la cámara de comercio del domicilio de la sucursal y no del documento equivalente al país de origen de la sociedad extranjera. Adicionalmente, con el mismo certificado se prueban las cláusulas de los estatutos.</p> <p>4. Así, cuando el numeral 6.4.2 del proyecto de TDR de la Ronda Colombia 2012, exige que para la habilitación de la capacidad jurídica de personas jurídicas extranjeras, se debe aportar el certificado de existencia y representación legal o documento equivalente de acuerdo con la legislación aplicable, y un "Ejemplar de los estatutos sociales vigentes." pareciera imponer el mismo requisito a las personas jurídicas extranjeras sin sucursal en Colombia que a las que si tienen sucursal, siendo que para éstas últimas de acuerdo con la norma antes transcrita, su capacidad jurídica, esto es su existencia y representación así como las cláusulas de los estatutos, se puede acreditar con el certificado de cámara de comercio de sucursal.</p> <p>5. En consecuencia, consideramos conveniente y ajustado a derecho, tal como lo establecieron los términos de referencia de la Ronda Colombia 2010, distinguir los requisitos que deben cumplir las personas jurídicas extranjeras sin sucursal en Colombia con las que tienen sucursal.</p> <p>6. La Superintendencia de Sociedades en diversos conceptos se ha pronunciado sobre la naturaleza de las sucursales de las sociedades extranjeras, siendo claro que son establecimientos de comercio sin personalidad jurídica, a través de los cuales actúa la sociedad. Sin embargo dentro del mismo contexto ha señalado que " .Así la sucursal no es un ente autónomo o independiente de la sociedad extranjera, sino una parte de la misma, razón por la cual ese establecimiento no es distinto de la sociedad extranjera."</p> <p>7. Es por esta razón que el artículo 485 del Código de Comercio señala que la sociedad responderá por los negocios celebrados en el país al tenor de los estatutos que tengan registrados en la cámara de comercio al tiempo de la celebración del negocio.</p> <p>8. En resumen, según la doctrina y la ley, el certificado de cámara de comercio de la sucursal de la sociedad extranjera es el documento idóneo para acreditar la capacidad jurídica de la sociedad principal, esto es, su existencia y representación así como las cláusulas de los estatutos. La exigencia de un documento equivalente a dicho certificado así como un ejemplar de los estatutos con sus reformas debe entenderse que es un</p>

	<p>requisito aplicable exclusivamente a las sociedades extranjeras sin sucursal en Colombia.</p> <p>9. El Acuerdo No. 008 de 2004 del Consejo Directivo de la ANH, marco jurídico aplicable para la adjudicación de bloques en el país, en su artículo 20, establece de manera acertada la distinción sobre la forma en que debe acreditar la capacidad jurídica de las personas jurídicas extranjeras con sucursal en Colombia de las que no tienen sucursal. Señalando lo siguiente como único requisito para acreditar tal capacidad para éstas últimas (Num. 20.1)</p> <p>" las sucursales en Colombia de personas jurídicas extranjeras deberán presentar un certificado de existencia y representación legal, expedido por la Cámara de Comercio dentro de los sesenta (60) días calendario a la fecha de entrega de la Propuesta de Contratación."</p> <p>10. De conformidad con todo lo antes expresado el certificado de Cámara de Comercio de las sucursales de sociedades extranjeras debe ser también el documento idóneo para acreditar los requisitos a los que aluden los numerales 6.3.1, 6.3.2 y 6.3.3 del Proyecto de TDRs de la Ronda Colombia 2012, tal como se prevé en el artículo 19 del Acuerdo 008 (Capacidad para contratar) literales a y b, y el numeral 3.2.6.1. literales c y d de los términos de referencia de la Ronda de la ANH del 2.010.</p> <p>Comentarios:</p> <p>1. Definición 1.43 Pozo Estratigrafico : Solicitamos retirar la condición que el Pozo Estratigrafico alcance basamento o 10,000 pies, puesto que la profundidad de cada pozo varía con los objetivos trazados en su diseño.</p> <p>2. Clausula 4.2 : Hay un cambio sustancial cuando el contratista ejercite el derecho a renunciar al contrato a los 18 meses de la primera fase; la inversión no realizada con respecto a los programas mínimos y adicionales exploratorios se podía realizar en otros contratos tal cual se ha venido manejando como un mecanismo para incentivar la actividad exploratoria. Solicitamos mantener la opción de invertir en otros contrato como se ha hecho hasta ahora.</p> <p>3. Clausula 6.5 Acreditación de la capacidad económica financiera. Les agradecemos confirmar la fecha a la cual se debe cumplir con las condiciones. (ej. 31 Dic 201??)</p> <p>4. Clausula 6.6 Acreditación de la capacidad técnico operacional. El primer contrato E&P ANH corresponde al año 2004, les agradecemos confirmas si los 10 años de ser operador incluye entonces los contratos E&P y de Asociación. La producción mínimo operada de 20,00 barriles día debe certificarse a que fecha?</p>
--	---

	<p>5. Clausula 6.7 y 6.8, entendemos que los Revisores Fiscales no emitirían estas certificaciones por estar fuera de la función propia e inherente a la revisoría fiscal, solicitamos que esta certificación sea cambiada a una declaración por parte del representante legal y/o junta directiva o otra instancia corporativa que la ANH considere conveniente.</p> <p>6. Clausula 6.8 Respecto a certificados RSE para ISO 26000 de que entidad debe venir este certificado? Puesto que ISO 26000 es una guía y no una norma y por lo tanto el instituto a declarado que es no certificable.</p> <p>7. Solicitamos muy respetuosamente un plazo adicional para presentar comentarios en vista de la inclusión de condiciones relacionadas con hidrocarburos no convencionales.</p>
<p>16.</p>	<p>1). ¿Estaría dispuesta la ANH a incluir otros bloques No Convencionales en la Ronda (posiblemente en las cuencas del Valle del Magdalena y zonas adyacentes)?</p> <p>2). Programa Exploratorio Mínimo de las Áreas No Convencionales: Consideramos que para las Áreas No Convencionales Tipo 2, el Programa Exploratorio Mínimo (Clausula 4.3.2) es excesivo, con un total de 9 pozos (3 de ellos estratigráficos). Para este tipo de recursos, los pozos estratigráficos (y la adquisición de núcleos convencionales) no son tan útiles ya que en estos pozos no se permiten las pruebas de producción a largo plazo. La productividad por pozo es un parámetro crítico que hay que determinar en esta etapa:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ¿Podría la ANH reducir el Programa Exploratorio Mínimo de las Áreas No Convencionales Tipo 2 para asemejarse al Programa Exploratorio Mínimo de las Áreas Convencionales Tipo 2 (Clausula 4.3.1): sísmica 2D ó 3D y pozo exploratorio en la Fase 1 y pozos exploratorios en las Fases 2 y 3? - ¿Para efectos de adjudicación de Áreas No Convencionales Tipo 2, consideraría la ANH aceptar como Programa Exploratorio Adicional actividades e inversiones tales como adquisición de núcleos o núcleos de pared en los pozos, segmento del pozo en perforación horizontal, estimulación de pozos y prueba de producción del pozo a largo plazo? - ¿Podría la ANH eliminar el requisito de perforar pozos estratigráficos del Programa Exploratorio Mínimo para las Áreas No Convencionales Tipo 2 y el de la toma de núcleos convencionales por lo menos un cinco por ciento (5%) del espesor total de la columna estratigráfica Clausula 1.43) ?

<p>- ¿De no eliminarse el requisito de perforar pozos estratigráficos en Programa Exploratorio Mínimo de las Áreas No Convencionales Tipo 2, se podría substituir un pozo estratigráfico por un pozo exploratorio?</p> <p>- ¿De poder substituir un pozo estratigráfico por un pozo exploratorio en el Programa Exploratorio Mínimo de las Áreas No Convencionales Tipo 2, se podría eliminar el requerimiento de la toma de núcleos convencionales por lo menos un cinco por ciento (5%) del espesor total de la columna estratigráfica Clausula 1.43)?</p> <p>- ¿Podría la ANH considerar que el Operador, en vez de pasar a la Tercera Fase del Periodo Exploratorio, pasara a la Fase de Evaluación directamente?</p> <p>- ¿Podrían clarificar cual es la definición de un Pozo Exploratorio tipo A3 (Clausula 4.4)?</p> <p>3). Para las Áreas No Convencionales de Tipo 2, el Programa Exploratorio Mínimo incluye mapeo geológico y muestreo geoquímico (Clausula 4.3.2). Estas actividades tienen un valor limitado en la determinación del potencial de recursos No Convencionales:</p> <p>- ¿Podría la ANH considerar la eliminar este requisito como parte del Programa Exploratorio Mínimo?</p> <p>4). Si un Operador reúne los requisitos para Áreas 2 y 3, y se le otorga un bloque Convencional (Área 1 o 2) y más tarde decide explorar en busca de recursos No Convencionales:</p> <p>- ¿Qué Programa Exploratorio Mínimo aplica?</p> <p>- ¿Los operadores tienen que negociar un nuevo contrato antes de proceder?</p> <p>5. ¿Cuándo estaría disponible la Tabla de Precios Unitarios (Clausula 4.4)?</p> <p>6. ¿Cuándo estará disponible el Contrato de E&P para Áreas No Convencionales?</p> <p>7. ¿Habrá un segunda fase de comentarios / observaciones después dela publicación de los Términos Definitivos (Clausula 5.1)?</p> <p>8. Cuando una compañía habilitada para No Convencionales, presenta una oferta para Convencionales:</p>
--

	<p>- ¿Podría, en desarrollo del contrato asignado explorar y producir No Convencionales, si determina que hay buenas perspectivas para estos últimos?</p>
<p>17.</p>	<p>CAPÍTULO I Aviso Legal</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aviso Legal Numeral 2 <p>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”.</p> <p>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.</p> <p>Al ser la ANH la titular de la propiedad de la información y la competente en la administración de las tierras, son los responsables 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.</p> <p>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 areal no se puede hacer una ejercicio juicioso ni exacto.</p> <p>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.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aviso Legal: Numeral 5, literal 5.6 <p>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</p>

posible imputarle una responsabilidad al Contratista respecto del conocimiento del área.

- Aviso Legal: Numeral 5, literal 5.12

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 de su control de los Proponentes , en este orden de ideas solicitamos muy comedidamente la eliminación de esta redacción futura. "

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

CAPÍTULO I

- Capítulo I: Definiciones Numeral 1.2. Adenda

Los términos de referencia en su numeral 1,2 establecen la facultad de adendar por parte de la ANH no podrá ejercitarse con posterioridad al vencimiento del cuarto (4) día hábil anterior a la fecha límite para someter a la ANH los documentos de Habilitación de los Proponentes, salvo ajustes en el Cronograma del Procedimiento, que podrán tener lugar en cualquier tiempo, siempre que se publiquen con anticipación de al menos dos (2) días hábiles.

Al respecto quisiéramos poner a su consideración que el plazo para adendar del 4 día hábil anterior a la fecha límite para someter a la ANH los documentos de Habilitación de los Proponentes, sea en su lugar el 10 día hábil anterior a la fecha límite para someter a la ANH los documentos de Habilitación, toda vez que una modificación de fondo antes de este tiempo por parte de la ANH puede influir en la toma de decisión de habilitarse y posteriormente de presentación de propuesta y las aprobaciones internas de una compañía pueden exigir más de 4 días hábiles.

De otra parte solicitamos se considere igualmente la modificación en el tiempo que tiene la ANH para ajustar el cronograma de 2 a 5 días, ya que los eventos que están regulados en el cronograma también son de alto impacto para los oferentes y su modificación también puede afectar el desempeño del Oferente en el proceso licitatorio.

- Capítulo I: Definiciones Numeral 1.5. ANH

Los términos de referencia al definir a ANH tiene unos errores de mecanografía que sugerimos se corrijan, esto es, decretos leyes 1760 de 1993 y 1437 de 2011 por decretos Leyes 1760 de 2003 y 4137 de 2011.

- Capítulo I: Definiciones Numeral 1.6. Aportes para Formación, Fortalecimiento Institucional y Transferencia de Tecnología.

Dentro de esta cláusula se hace referencia a contratistas de Exploración y Producción – E&P- y Especiales, sin embargo no existe definición de este última expresión. Solicitamos respetuosamente aclaración y precisión con este término utilizado en varias disposiciones de los TDR.

- Capítulo I: Definiciones Numeral 1.7. Área.

En cuanto a la definición de superficie Continental o Costa Afuera se encuentra que es la comprendida dentro de uno o varios polígonos limitados en lo posible por líneas en dirección norte-sur y este-oeste, que determinan el o los Bloques del subsuelo en los cuales se otorgan los derechos a buscar hidrocarburos, a removerlos de su lecho natural, transportarlos hasta un punto en la superficie y adquirir la propiedad de los hidrocarburos que le correspondan en los términos del ordenamiento superior y del respectivo contrato de Evaluación Técnica –TEA-, de Exploración y Producción –E&P-, sin perjuicio de las que son objeto de contratos de concesión todavía vigentes y de los celebrados por la Empresa Colombiana de Petróleos-Ecopetrol- con terceros.

Respecto de esta última excepción sugerimos incluir los contratos ya suscritos con la ANH y los de operación directa de Ecopetrol.

De otra parte solicitamos muy comedidamente se corrija la Empresa Colombiana de Petróleos-Ecopetrol por Ecopetrol S.A, lo anterior conforme a la Ley 1118 de 2006.

- Capítulo I: Definiciones Numeral 1.11 Beneficiario Real o Controlante

Dentro de la definición de Beneficiario Real o Controlante sugerimos excluir en su aplicación a las compañías que listan en Bolsa o 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".

La anterior solicitud tiene su sustento en que es imposible cumplir con la obligación de informar el cambio de Beneficiario Real cuando son compañías que se encuentran

registradas en bolsa no solo por su movilidad que es diaria sino por la complejidad en la extracción de la información con la periodicidad que exige numeral.

- Capítulo I: Definiciones Numeral 1.22. Contratista.

Quisiéramos confirmar si en los TEAS quien suscribe el Contrato se denomina Contratista o como tradicionalmente se ha denominado Evaluador.

- Capítulo I: Definiciones Numeral 1.26. Crudos Pesados.

Quisiéramos conocer la razonabilidad del cambio de definición de Crudos Pesados versus contratos anteriores suscritos con la ANH.

- Capítulo I: Definiciones Numeral 1.29. Derecho de Participación.

Al final de esta definición, el observa que hablan de "Proponentes Plurales", en mayúscula pero no lo definen, por lo tanto, solicitamos su definición.

- Capítulo I: Definiciones Numeral 1.37 Inversión Adicional

Debido a los altos costos conexos al procedimiento de las Consultas Previas quisiéramos solicitar comedidamente que estos valores se puedan imputar a la definición de Inversión Adicional.

- Capítulo I: Definiciones Numeral 1.40 Participación en la Producción.

En esta definición, no se ve claro que el porcentaje de participación en la producción tenga que ser un número entero, por lo tanto, agradecemos hacer la claridad correspondiente.

- Capítulo I: Definiciones Numeral 1.43. Pozo estratigráfico.

De la lectura de la definición de Pozo estratigráfico encontramos que no se menciona desde que profundidad se deben iniciar la toma de testigos laterales. Teniendo en cuenta que en la parte somera es muy difícil obtener una buena recuperación, ponemos a su consideración que dicha se tome inicie desde los quinientos pies hacia abajo.

De otra parte, quisiéramos saber que sucede en el evento en que dadas las características del pozo no sea posible alcanzar basamento o los diez mil pies, cuál sería su manejo?

Finalmente en el párrafo final se menciona la palabra términos, favor aclarar el

significado de la misma en este contexto..

- Capítulo I: Definiciones Numeral 1.46. Programa de Conformación Exploratoria.

En el título de esta definición se encuentra un error de edición que sugerimos se corrija (Conformación por Confirmación)..

CAPÍTULO II

- Capítulo II: Objeto y Alcance del procedimiento. Numeral 2.2. Régimen Jurídico. Agradecemos se de a conocer lo más pronto posible el Reglamento de Contratación expedido por el Consejo Directivo de la ANH que se hace mención en este capítulo, ya que es la base fundamental de este proceso licitatorio.

CAPÍTULO III

- Capítulo III: Áreas. Numeral 3.5. Devolución de Áreas

De la lectura del numeral en mención encontramos que no existe claridad sobre la aplicabilidad de la misma, por lo anterior muy respetuosamente solicitamos su aclaración.

Sin perjuicio de lo anterior, quisiéramos poner a su consideración que en el evento en que Contractualmente exista la obligación de devolver un porcentaje del Área, esta sea opcional por acuerdo entre las Partes siempre y cuando el Contratista se obligue a que como contraprestación adelante como mínimo la actividad del Programa Mínimo exploratorio de la fase en anterior.

Esta propuesta tiene su sustento en que la retención de Área en bloques prospectivamente atractivos genera para la Nación una mayor inversión y por supuesto una ejecución de actividad que excede la inicialmente comprometida, así como también una mayor inversión en el Área contratada.

- Capítulo III: Áreas. Numeral 3.5.2 Áreas Tipo 2, salvo aquellas prospectivas para Yacimientos No Convencionales.

Proponemos que se aclare que para Yacimientos No Convencionales no habrán devoluciones parciales de área, tal como se establece para los bloques Tipo 3.

- Capítulo III: Áreas. Numeral 3.5.3 Prospectivas para Yacimientos No

Convencionales.

Se afirma que 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. Al respecto quisiéramos que se aclare el alcance de la palabra adecuada y propia para Yacimientos No Convencionales, toda vez que estos criterios no contienen en sí mismo una definición objetiva.

CAPÍTULO IV

- Capítulo IV: Programa Exploratorio Numeral 4.2.

Se manifiesta que si El Contratista no renuncia en la forma y oportunidad fijados para el efecto, asume las obligaciones inherentes a la Segunda y Tercera Fase. Sin embargo con esto se desconoce que en el desarrollo de la Segunda Fase es posible que El Contratista adquiera los elementos que le permitan concluir que no es viable continuar con la ejecución del Contrato, por tal razón sugerimos respetuosamente que se mantenga el mismo esquema de renuncia empleado para la Primera Fase en la Segunda.

- Capítulo IV: Programa Exploratorios por acometer. Áreas. Numeral 4.3.

En lo que se refiere a este numeral muy comedidamente solicitamos se reconsidere los plazos de ejecución planteados para todo tipo de yacimientos, teniendo en cuenta la realidad en la ejecución especialmente temas sociales, licenciamiento, permisos, Consultas previas, disponibilidad de equipos y servicios, orden publico etc.

Como se puede evidenciar para la ejecución de los compromisos exploratorios de Yacimientos Convencionales, Los Contratistas deben en primera instancia adelantar la adquisición sísmica que bajo un cronograma tipo que refleja los promedios actuales de las diferentes actividades asociadas a esta actividad, la cual puede durar 2 años y 8 meses. Una vez finalizada la adquisición se debe proceder con el procesamiento y posteriormente con la interpretación, estas dos actividades agregan en promedio 9 meses.

Con el resultado de la sísmica El contratista debe proceder con la identificación de los prospectos que serán objeto de perforación (Pozos Exploratorios o Pozos Estratigráficos), actividad que en promedio bajo las circunstancias actuales dura 3 años para el primer caso y 1 y 8 meses para el segundo caso.

Cabe resaltar que estos plazos son ilustrativos, teniendo en cuenta que en el tema

legislativo ambiental hay modificaciones continuas que pueden impactar el cronograma haciendo mucho extenso.

Igualmente debemos mencionar que los datos acá relacionados son promedio, pero estos pueden requerir más tiempo, ejemplo consultas previas, certificaciones.

Conforme a lo antes descrito se puede observar que para el cumplimiento de los compromisos de una sola fase como mínimo se requiere de 6 años con un solo pozo

Para efectos de ilustración anexamos cronograma de actividades para ejecutar adquisición de sísmica más la perforación de un pozo stratigráfico, y adicionalmente anexamos cronograma de adquisición sísmica más perforación de pozo A3 o A2.



Hoja de cálculo de Microsoft Office Exce



Hoja de cálculo de Microsoft Office Exce

- Capítulo IV: Programa Exploratorios por acometer. Áreas. Numeral 4.3.3. Áreas Tipo 2 – Costa Afuera (“Offshore”) - Yacimientos Convencionales.

La reflexión del numeral 4.3 es con mayor razón aplicable a temas de offshore, teniendo en cuenta que al cronograma tipo se deben agregar actividades propias de perforación y sísmica marina.

Para efectos de ilustración se anexa el siguiente cronograma.



CRONOGRAMA TIPO
 ACTIVIDADES OFFSH

Como se puede observar para este tipo de contratos se requiere como mínimo 8 años.

- Capítulo IV: Programa Exploratorios por acometer. Áreas. Numeral 4.3.2. Áreas Tipo 2 – Prospectivas para Yacimientos No Convencionales.

Dentro de las actividades a llevar a cabo durante la Primera Fase, consideramos que la Cartografía Geológica de Superficie no siempre aplicaría. Por lo tanto, respetuosamente sugerimos incluir la frase...“mientras sea posible hacerla y que realmente sirva para confirmar información”.

Respecto de la segunda actividad a desarrollar en esta misma Fase, “Geoquímica de Superficie”, proponemos que ésta se reemplace por “Corazones de los intervalos de

interés y sus respectivos análisis geoquímicos”, pues con esta actividad se puede obtener un mayor conocimiento del área.

Igualmente, comedidamente solicitamos que se amplíe la duración de la Tercera Fase a 36 meses considerando que la actividad a desarrollar es bastante fuerte y que 24 meses sería un tiempo muy corto para adelantar dichas actividades.

- Capítulo IV: Programa Exploratorios por acometer. Áreas. Numeral 4.3.6. Áreas Tipo 3. Prospectivas para Yacimientos No Convencionales.

En lo referente a este numeral quisiéramos que se aclare como operaría la Conversión a contrato E&P.

Así mismo nos parece importante indicar que la exigencia relacionada en la parte final, esto es que todos los Pozos Exploratorios deben ser A3 no coincide con la definición que está relacionada en estos TDR, ya que los mismos aceptan A2.

Aunado a lo anterior para este tipo de Yacimientos desde el punto de vista técnico los A”2 tienen su soporte en

En esta clausula aplicaría el mismo comentario de la clausula 4.3.2. respecto de la actividad “Cartografía Geológica de Superficie”, agradecemos a la ANH reconsiderar esta actividad.

- Capítulo IV: Numeral 4.4 Programa Exploratorio e Inversión Adicional

En el párrafo final de este numeral se indica que debe estar debidamente soportado el monto de la inversión en los casos que eventualmente se adelanten actividades exploratorias diferentes a las relacionadas en la Tabla de Precios, al respecto quisiéramos que se indicara con precisión que se entiende por la calificación debidamente soportados.

CAPÍTULO VI

- Capítulo VI: Habilitación de Proponentes. Numeral 6.3. Capacidad Jurídica. 6.3.7

Los Términos de Referencia en este Numeral indican que dentro de los requisitos que debe reunir el Oferente es que la ANH no hubiera declarado la caducidad, la terminación unilateral o la revocatoria directa de la adjudicación de contrato alguno

Al respecto sugerimos que este aplique a la terminación o declaratoria de caducidad por parte de cualquier entidad del Estado, inclusive Ecopetrol S.A.

- Capítulo VI: Habilitación de Proponentes. Numeral 6.3. Capacidad Jurídica. 6.3.14

En el presente numeral se establece que debe Comprometerse formal e irrevocablemente el Proponente Individual, el Operador y quien o quienes hubieran acreditado la Capacidad Económico Financiera en casos de Proponentes Plurales, a no ceder ni transferir total o parcialmente el Contrato proyectado, ni su respectiva participación e interés en el mismo, sin autorización previa, expresa y escrita de la ANH.

Al respecto solicitamos muy comedidamente se aclare si este compromiso no aplica a un miembro que no sea Operador y /o sea alguien que no haya acredita la Capacidad Económico Financiera.

De otra parte en lo que se refiere a la prohibición de cesión ni transferencia total o parcial del Contrato proyectado, entendemos que esta restricción aplica una vez sea titular del Contrato y no antes de la firma del mismo como podría interpretarse debido a la mención del Contrato, agradecemos su confirmación al respecto.

Así mismo este numeral regula el tema de Beneficiario Real y Controlado, sobre el particular reiteramos nuestra sugerencia de excluir de esta definición a las compañías que listan en bolsa o que se encuentran ranqueadas conforme a lo mencionado en dicho comentario.

- Capítulo VI Numeral 6.4.1 Personas Jurídicas Colombianas

Como parte de la acreditación jurídica se exige que se envíe entre otros documentos Certificado de existencia y representación legal, Ejemplar de los estatutos sociales, ejemplar del órgano social competente en la que consten las atribuciones y facultades del representante legal, al respecto quisiéramos solicitar que a excepción del Certificado de Existencia y representación legal, no sean requeridos, ya que este certificado contiene la información que los otros documentos registran.

CAPÍTULO VII

- Capítulo VII Numeral 7.6 Evaluación y Calificación.

Para la evaluación y clasificación en el numeral 7.6.1. Tipo 1 y 2 no resulta claro si los

	<p>Hidrocarburos no Convencionales del área tipo 2 están incluidos, sugerimos que se especifique. En todo el documento hay una clara diferenciación cuando se habla de HNC pero no en esta parte, y es muy importante que estemos seguros del procedimiento de evaluación y calificación para evitar confusiones.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Capítulo VII Numeral 7.13 Segunda Ronda. <p>Agradecemos nos informen o aclaren en los TDR, cuando se adelantará la Segunda Ronda, será inmediata como las Rondas anteriores y si no es así, tienen establecido algún cronograma? Cuanto durara este proceso?</p> <ul style="list-style-type: none"> • Capítulo VIII Numeral 8.7 Clausulas Excepcionales. <p>Muy comedidamente solicitamos que se reconsidere que el Fase = terminara hasta el momento en que se protocolice la Consulta Previa.</p>
18.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se solicita adjuntar a los términos de referencia las minutas de los respectivos contratos (E&P, TEA y No Convencionales). 2. 1.23 Contrato de Evaluación Técnica (TEA): otorga derecho exclusivo para evaluar técnicamente el área para definir su prospectividad. No se habla de derecho a suscribir Contrato E&P. Se sugiere que la suscripción del TEA otorgue además el derecho exclusivo a suscribir al menos un (1) contrato E&P dentro del área, garantizando la no competencia de terceros durante la duración del TEA, para que sea atractivo hacer la inversión que se requiere en el TEA. Igual o similar a lo que ya se hizo en ocasión de los TEAs ofrecidos en la Ronda de Crudos Pesados (Contratos CPE-X). 3. 3.2.2 Hidrocarburos No Convencionales (NC): No queda claro cómo se va a implementar la explotación de hidrocarburos en aquellos casos en los que se encuentren en el mismo bloque tanto convencionales como NC. (Incluso puede darse el caso que un mismo pozo encuentre horizontes convencionales y horizontes NC). ¿Aplican dos contratos distintos para el mismo bloque/campo/pozo? ¿Aplican distintas normas de devolución de áreas? 4. 3.5 Devolución de áreas. Se define la devolución de áreas para Tipo 1 (3.5.1), Tipo 2 excepto No Convencionales (3.5.2) y Tipo 3 No Convencionales (3.5.3). Por favor aclarar esto toda vez que faltan áreas por cubrir (no se mencionan Tipo 2 No Convencionales ni Tipo 3 Convencional). Adicionalmente, el 3.5.3 habla

de Tipo 3 No Convencional y el deber de devolver el área después de la Fase 2 si el Contratista no presenta Programa de Confirmación Exploratoria, y todo esto (la Fase 2 y dicho Programa) no corresponde a un área Tipo 3.

5. 3.5 Devolución de áreas. ¿Cómo sería la devolución de áreas en un Tipo 2 No Convencional donde después de la Fase 1 sólo se hubieran descubierto hidrocarburos convencionales?
6. 4.2 segundo párrafo: en caso que el Contratista ejercite su derecho a renunciar al contrato cumplidos los primeros 18 meses de la Fase 1, se menciona que “debe entregar a la ANH el monto de la inversión que falte por ejecutar del Programa Exploratorio Mínimo (PEM), y el 100% de las inherentes al Programa Exploratorio Adicional (PEA) que no hayan sido completa y efectivamente desarrolladas”. Se solicita aclaración toda vez que esto difiere a lo estipulado en los contratos E&P actualmente vigentes en los que de darse este caso, se debe entregar a la ANH el valor faltante por ejecutar hasta completar el 50% del valor de las actividades no cumplidas PEM y el 100% de las correspondientes al PEA.
7. 4.3.1 Segunda Fase, Sísmica 3D, dice mínimo un kilómetro (1km). Se solicita aclarar si debería decir un kilómetro cuadrado (1 km²), o si se trata de sísmica 2D
8. 4.4 Tabla de Precios Unitarios: Se solicita la incorporación de la misma. ¿Es también válida para determinar la inversión correspondiente al Programa Exploratorio Mínimo, o sólo para el Adicional? ¿Cómo lo van a implementar en el caso de actividades para No Convencionales, donde, por ejemplo, el costo de la terminación/completación del pozo (fracturas hidráulicas incluidas) puede ser muy alto y es sumamente variable en función de los trabajos que se requiera hacer? En el último párrafo se menciona que en caso de actividades distintas a las relacionadas en la Tabla, los Proponentes deben establecer el monto de la inversión, debidamente soportado: ¿qué significa debidamente soportado? ¿Qué tipo de soporte se va a pedir?
9. 7.3 Garantía de Seriedad: Por favor aclarar qué tipo de garantía se requiere y por qué monto.
- 10.7.6 ¿Qué significa “empate” cuando se refiere a la X% y a la Inversión Adicional? ¿Hay un rango de tolerancia o es exactamente el mismo número?

11.7.8 y 7.9 Según el Cronograma el día 26/11 es la Publicación Lista Definitiva y Adjudicación o Declaratoria de Desierta de las Áreas. Sin embargo aquí pareciera que primero se publica la Lista Definitiva y luego hay una audiencia pública para Adjudicación o Declaratoria de Desierta. Por favor aclarar si son dos eventos o uno solo.

12.7.13 Segunda Ronda. Por favor aclarar cómo sería este proceso. ¿Se haría, de haber áreas declaradas desiertas, en ocasión de la audiencia pública de Adjudicación o con posterioridad?

8.3.1 y 8.3.2 Garantía de cumplimiento. Considerando que se pide Carta de Crédito Standby por el 50% del valor del Programa Mínimo y el 50% del valor del Programa Adicional (en definitiva el 50% del total de la inversión comprometida, mínimo más adicional), válida por 18 meses y que, en el caso de los bloques Tipo 2 y Tipo 3, en los que el factor primario de ponderación de ofertas podría ser la Inversión Adicional, solicitamos revisar el porcentaje del Programa (Mínimo y Adicional) que debe ser garantizado, para los casos en los que puede ser determinante.

13.8.3 Último párrafo: Toda vez que entendemos que la posibilidad de reducir el monto de las garantías a medida que las actividades comprometidas se van ejecutando tiene como espíritu mantener garantizadas sólo las actividades restantes por ejecutar (no el total de las inversiones), se sugiere que dicha posibilidad de reducción de garantías sea válida tanto para las inversiones relacionadas con el Programa Adicional como para el Programa Mínimo, no sólo para el Adicional como está propuesto.

Capítulo Primero – Definiciones

1.6 Aportes para Formación, Fortalecimiento Institucional y Transferencia de Tecnología:
Por favor aclarar la mención a Especiales en la segunda línea, entendemos que el término está siendo utilizado incorrectamente. Debería decir:

“Parte de la retribución a cargo de los Contratistas por concepto de los derechos que les confiere la ANH, está constituida por los derechos económicos con que deben contribuir a la Entidad,” (la negrilla es nuestra para señalar cambio).

1.7 Área

Igual que el punto anterior, consideramos que la mención a Contrato “Especial” es incorrecta. Las Áreas objeto de asignación fueron definidas como especiales, no así los contratos.

1.11 Beneficiario Real o Controlante.

¿Qué significa el último párrafo?:

“El concepto de Beneficiario Real o Controlante se extiende a cualquier tipo de vinculación como socio de una persona jurídica”:

1.44 y 1.54

Con relación a las definiciones aplicables al ámbito de los Yacimientos no Convencionales:

Teniendo en cuenta que el Ministerio de Minas y Energía ha circulado y expedirá la “resolución por la cual se expiden las normas técnicas para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales”, sugerimos que las definiciones que se incluyan en los Términos de Referencia de la Ronda 2012:

(i) Hagan referencia a las definiciones actualmente aplicables para los Yacimientos No Convencionales (incluidas en la Resolución 181495 de 2009), como fueron reformadas;

y

(ii) En caso de que dichas definiciones sean modificadas por la expedición de nuevas reglamentaciones, sugerimos que las definiciones de los Términos de Referencia sean actualizadas conforme vayan siendo cambiadas por las normas que se expidan a futuro hasta que se expidan los Términos de Referencia definitivos.

1.46 Programa de Conformación Exploratoria.

En la definición de “Programa de Conformación Exploratoria” se establece que dicho programa debe incluir, entre otras actividades “la perforación de al menos cuatro (4) Pozos Exploratorios y el diseño del programa de adquisición de registros, de estimulación y “completamiento” de los pozos”.

En relación con dicha definición: (i) ¿cuál es el contenido que debe tener un Programa de Confirmación?; (ii) ¿Por qué el término “completamiento” está expresado entre comillas?; (iii) ¿Cuál es el alcance del mismo?.

Capítulo Tercero – Áreas

3.5.3 Áreas Tipo 3

“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 (6) año de ejecución contractual, correspondiente a la Segunda Fase”. (num. 3.5.3) (subrayado fuera del texto original)

Agradecemos (i) aclarar y delimitar el término de “oportunidad” en tanto el único parámetro que se incluye es el referente al del sexto año de ejecución contractual correspondiente a la segunda fase y (ii) aclarar y definir los criterios de “adecuado” y “propio” en el contexto de la referencia a que alude la cláusula 3.5.3.

Capítulo Cuarto – Programas Exploratorios por Acometer:

4.3 Programas Exploratorios

- Modificar la primera fase para el Programa Mínimo Exploratorio de las Áreas Tipo 2 – en el sentido de que se deje la posibilidad de que sea “Dos (2) Pozos Estratigráficos o Dos (2) Pozos Exploratorios”. Así mismo para la segunda fase dejar la posibilidad abierta de que el Operador pueda ya sea perforar pozo estratigráfico o exploratorio.
- Modificar la fase única del Programa Mínimo Exploratorio de las Áreas Tipo 3 en el sentido que se deje la posibilidad de que sea Dos (2) Pozos Estratigráficos o Dos (2) Pozos Exploratorios.

Nota: La solicitud se hace teniendo en cuenta que existe una limitante para probar pozos estratigráficos según la interpretación vigente del Ministerio de Minas y Energía.

Capítulo Sexto – Habilitación de los Proponentes

6.5 Acreditación de la capacidad económico financiera

Agradecemos aclarar si los estados financieros a presentar son de la sucursal o deben ser los mismos que correspondan a la información sobre la cual la compañía se encuentra dentro del Top 100.

En este sentido si el requisito mínimo de patrimonio neto se efectúa teniendo en cuenta los estados financieros de la Top 100 o su sucursal?

6.7 Acreditación de la Capacidad Medio Ambiental

En el caso de nuestra empresa contamos con un Sistema Gerencial de Manejo en HSE&SR (Salud, Seguridad Industrial, Medio Ambiente y Responsabilidad Social) que involucra 12 elementos que se enfocan en todos los aspectos de Salud, Seguridad Industrial, Medio Ambiente y Responsabilidad Social. Nuestro Sistema de Manejo HSE&SR es una parte integral del compromiso proactivo en el manejo del riesgo ya que garantiza el cumplimiento, en todos los aspectos, de operaciones seguras y responsables al igual que en una comunicación muy eficaz y continua con todos los grupos de interés (Stakeholders), la planeación territorial interna y externas, la planeación proactiva y el alistamiento para las emergencias y la inversión en la capacitación de los empleados y en programas de incentivos, son apenas algunos ejemplos de las acciones de Nexen para cultivar una cultura corporativa esencial para alcanzar nuestras metas de HSE&SR.

De acuerdo a lo mencionado es muy importante conocer si para ustedes nuestro Sistema de Manejo Corporativo en HSE&SR es válido para aplicar en el proceso de calificación de la ronda ya que el mismo demuestra, de varias maneras, su compromiso con la práctica de los negocios sostenibles. Nuestra compañía es miembro de organizaciones como Compacto Global de las Naciones Unidas (CGNU) y la Asociación Internacional de la Industria Petrolera para la Conservación Ambiental (IPIECA). Otro ejemplo es el cumplimiento voluntario con sistemas internacionalmente reconocidos de gestión del riesgo y el desarrollo de un marco integral interno de gestión de la Salud, Seguridad, Responsabilidad Ambiental y Social (HSE&SR por sus siglas en inglés) en todos los aspectos de nuestros negocios.

Así mismo, nos regimos por un conjunto integral de políticas (aprobado por la Junta Directiva) que rigen la Salud, la Seguridad Industrial, la Responsabilidad Ambiental y Social (HSE&SR) la Ética y los Derechos Humanos.

Dicho lo anterior, la política de certificación es una decisión corporativa y no podemos asumir un compromiso de adquirir dicha certificación. Así mismo nuestra política es a nivel mundial y es suscrita por el CEO de la empresa.

De otra parte, las firmas de revisoría fiscal no emiten el tipo de certificaciones a que se refieren los numerales 6.7 y 6.8.

	<p>Les agradecemos la aclaración al respecto.</p> <p>Capítulo Octavo – Contratos</p> <p>8.1 Oportunidad de celebración</p> <p>Por favor aclarar qué significa “personería sustantiva y adjetiva” del Adjudicatario.</p> <p>8.5 Subcontratos</p> <p>Por favor aclarar que la evaluación por parte de la ANH para el Operador Asignado será para aquel al que la empresa CONTRATISTA delegue con las operaciones en el área, pero no incluiría los CONTRATISTAS para trabajos de geoquímica, trabajos de asesoría de geología y relacionados. Por favor aclarar el alcance del Operador Designado.</p>
	<p>Capítulo Primero: Definiciones 1.7 - Consideramos necesario adicionar definiciones para los siguientes términos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Habilitación 2. Formatos 3. Contrato/contratos (como término para hacer referencia al término genérico cuando se hable del contrato TEA, o del contrato E&P). 4. Estado/Nación Programa mínimo exploratorio 5. Programa exploratorio adicional 6. Inversión Remanente <p>Capítulo Primero: Definiciones 1.2 - Adenda</p> <p>Seguiremos adicionar el texto subrayado: “(…) Procedimiento, que podrán tener lugar en cualquier tiempo, siempre que se publiquen con anticipación de al menos dos (2) días hábiles <u>al vencimiento del término objeto de modificación</u>”.</p> <p>Capítulo Primero: Definiciones 1.5 - ANH Sugerimos que el término se incluya de la siguiente manera: “ANH o la Entidad”. Lo anterior teniendo en cuenta que en varios apartes de hace referencia a la ANH como la Entidad.</p> <p>Capítulo Primero: Definiciones 1.6 - Aportes para Formación, Fortalecimiento Institucional</p>

y

Transferencia de Tecnología

Agradecemos se aclare a qué se hace referencia con la expresión “y Especiales” pues es un término que no está definido

Capítulo Primero: Definiciones 1.7 - Beneficiario Real o Controlante:

En la definición se dice que el “beneficiario real o controlante” es aquel que tenga capacidad decisoria, “entendiéndose por tal la facultad o poder de votar en la elección de directivas o representantes, entre otras”. Consideramos que esta definición es demasiado amplia y puede imponer obligaciones de difícil o imposible cumplimiento para sociedades que coticen en bolsa.

Capítulo Primero: Definiciones 1.42 - Plazo

Segurimos adicionar el texto subrayado:

“Cuando el vencimiento de un plazo corresponda a un día no hábil en Colombia, la fecha de expiración se correrá al primero hábil siguiente.”

Capítulo Primero: Definiciones

Sugerimos adicionar un numeral o un aparte en el que se incluyan las reglas de interpretación de los Términos de Referencia, incluyendo como mínimo las siguientes:

- Una referencia a lo singular, incluye una referencia a lo plural y vice-versa.
- Las palabras en mayúscula y en negrilla tendrán el significado que se le asigna en el Capítulo Primero (teniendo en cuenta esta regla de interpretación, recomendación que se haga una revisión minuciosa a todas las palabras que se han incluido en negrilla, ya que muchas corresponden a términos no definidos).

Recomendamos se haga una revisión detallada de la manera en que se está haciendo referencia a los términos definidos, ya que en muchos apartes no se incluye el término definido completo, sino de manera parcial. Por ejemplo cuando se hace referencia a “capacidad”, o a “continental” o “costa afuera”.

Capítulo Primero: Definiciones

Al final del capítulo se establece que:

“Otros términos o conceptos especiales y relevantes para este Procedimiento de Selección, cuya interpretación requiera alguna precisión adicional a la que se deriva del sentido natural y obvio de las palabras, tendrán el significado que se les asigna cuando sean empleados en estos Términos de Referencia.”

Consideramos que la palabra “otros” está mal empleada, pues se debe estar haciendo

referencia a "Los". Adicionalmente, sugerimos que este aparte se incluya dentro de las reglas de interpretación que mencionamos anteriormente.

Capítulo 3: Sección 3.2.2

Consideramos el último párrafo de esta sección no es claro en cuanto al tipo de área y yacimiento. Por tratarse de una limitación es especialmente importante dicha claridad. Sugerimos que se incluya una mención expresa de cuales proponentes van a tener la restricción ej. Empresas que hayan sido habilitadas solo para áreas Tipo 1.

Capítulo 4: 4.3 Programas exploratorios mínimos por tipo de área y de yacimiento

Agradecemos nos aclaren que cuando en el Programa Exploratorio se establece que se requiere hacer un pozo exploratorio sin mencionar que el mismo debe hacerse con registros físicos y geoquímicos, es porque en efecto no se requiere, por oposición a aquellos Programas Exploratorios en donde se ha mencionado expresamente la necesidad de que se hagan los registros.

Capítulo 4: 4.3 Programas exploratorios mínimos por tipo de área y de yacimiento

Agradecemos nos proporcionen más detalle de la manera en que se deberán hacer los registros físicos y geoquímicos que se solicitan sean hechos en algunos pozos exploratorios

Capítulo 4: Sección 4.3.6

Agradecemos nos aclaren qué se quiere decir por "Método de análisis regional para el área".

Capítulo 4: Sección 4.3.1

Favor aclarar que éste es el único Programa Mínimo Exploratorio para Áreas Tipo 1, lo que lleva a la conclusión de que en este proceso de selección no hay áreas costa afuera para Yacimientos Convencionales clasificados como Tipo 1.

Capítulo 4: Sección 4.3.2

Favor aclarar que este Programa Mínimo Exploratorio aplica tanto para Áreas Continentales como Áreas No Continentales.

Capítulo 4: Sección 4.3.4

Favor aclarar que este Programa Mínimo Exploratorio es para Yacimientos Convencionales Continentales.

Capítulo 4: Sección 4.3.5

Favor aclarar que este Programa Mínimo Exploratorio es para Yacimientos tanto Convencionales como No Convencionales que se encuentren costa afuera

Capítulo 4: Sección 4.3.6

Favor aclarar que este programa es para Yacimientos No Convencionales Continentales

Capítulo 4: Sección 4.3 (último párrafo)

En el último párrafo se menciona:

"No obstante, previa aprobación expresa y escrita de la ANH, en la ejecución de los

programas sísmicos podrán realizarse equivalencias entre 2D y 3D, mediante la aplicación del factor de conversión 1.6.

Todos los pozos exploratorios deben ser del tipo A3.”

Agradecemos nos aclaren qué quiere decir la expresión “factor de conversión 1.6”.

Adicionalmente agradecemos nos aclaren por qué se dice que los pozos exploratorios deben ser de tipo A3, teniendo en cuenta que en la definición de “Pozo Exploratorio” incluida en la sección 1.44 se dice que corresponde a pozos A3 y A2.

Capítulo 4: Sección 4.4

Agradecemos se nos proporcione copia de la Tabla de Precios Unitarios a que se hace referencia.

Capítulo 5: Sección 5.2.2

En el párrafo tercero se menciona que la compra del paquete de información es requisito indispensable para solicitar habilitación y para presentar propuesta.

Sobre el particular, solicitamos aclarar si cuando una compañía ha adquirido el paquete de información, este requisito se entenderá cumplido por dicha compañía, su casa matriz en última instancia y las subordinadas de ésta última.

Capítulo 6: Sección 6.1

Se menciona que no se aceptarán propuestas de sucursales salvo que la matriz o controlante que los acredite asuma responsabilidad solidaria. Agradecemos nos aclaren qué documentos (de los requeridos para acreditar la capacidad jurídica, técnica, financiera, ambiental y de RSE) se deben acreditar de la casa matriz o controlante cuando quien se quiera habilitar sea una sucursal.

Asimismo, agradecemos se evalúe la posibilidad de que se acredite capacidad jurídica en la misma forma en la que se hizo en la Ronda Colombia 2010.

Capítulo 6: Sección 6.3.11

Esta sección establece como requisito para tener capacidad jurídica el “No encontrarse el Proponente Individual ni los integrantes de Proponentes Plurales, sus socios o administradores, reportados en la última publicación del Boletín de Responsables Fiscales de la Contraloría General de la República, ni figurar con antecedentes disciplinarios en la Procuraduría General de la Nación, que comporten inhabilidad.”

De igual forma, agradecemos se indique que para los casos de sociedades listadas en bolsa, el requisito no se tiene que presentar respecto de sus socios.

Capítulo 6: Sección 6.3.12

Consideramos necesario reemplazar la palabra "país" por "Colombia" para evitar que se considere el país de origen en el caso de empresas extranjeras.

Capítulo 6: Sección 6.3.14

Consideramos necesario que cuando se menciona que "En todo caso, el cesionario debe reunir, cuando menos, los mismos requisitos de Capacidad del cedente" se aclare a qué capacidad se está haciendo referencia.

Capítulo 6: Sección 6.10

Agradecemos se determine con claridad qué errores se consideran como no subsanables.

Capítulo 7: Sección 7.1

Consideramos necesario adicionar la palabra que se subraya:

"Debe presentarse separadamente una Propuesta por Área y ningún Proponente puede someter más de una Propuesta para una misma Área."

Capítulo 7: Sección 7.5 (párrafo 6)

Se menciona que: "todos aquellos requisitos que no afecten el Orden de Elegibilidad pueden ser materia de aclaración o complementación en la forma y oportunidad en el respectivo requerimiento."

Agradecemos se entregue un listado de cuáles son esos requisitos.

Capítulo 7: Sección 7.6.2

Consideramos necesario aclarar el título de esta sección, adicionando el aparte subrayado:

"Tipo 3 y áreas Tipo 2 y Tipo 3 con prospectividad para Yacimientos No Convencionales"

Capítulo 8: Sección 8.7 -Fase 0

En esta sección se establece que "En aquellas Áreas en las que se tenga información

	<p>sobre la presencia de comunidades o grupos étnicos o en las que puedan presentarse, los Contratos resultado de la "Ronda Colombia 2012" incluirán una Fase 0".</p> <p>Preguntas:</p> <p>(i) ¿Quiere lo anterior decir que sólo tendrán Fase 0 las áreas en las cuales la "FICHA SOCIO AMBIENTAL" de la ANH determine la presencia de comunidades?</p>
<p>19.</p>	<p>Por vía de ejemplo, advertimos que el lenguaje no siempre es homogéneo en aspectos como los siguientes (1) quien debe habilitarse y quien no debe hacerlo, (2) que debe habilitar cada persona jurídica que integre un Proponente Plural, (3) el mismo concepto de Proponente Plural se emplea en relación con la habilitación, siendo que el carácter de "Proponente", en cualquier de sus formas, solo se adquiere al momento del Ofrecimiento, y (4) es fundamental conocer los textos de los formatos, anexos y, sobre todo, el borrador de minuta de contrato</p> <p>De otra parte, hemos echado de menos dos elementos que fueron sumamente útiles en pasados procesos de selección de contratistas efectuados por la Agencia de manera similar a este Proceso. Nos referimos especialmente a (1) la ausencia de textos y explicaciones que permitan efectuar la habilitación especial a aquellas sociedades extranjeras con sucursal establecida en el país, por oposición a las sociedades extranjeras sin sucursal establecida en el país; y (2) la ausencia de mecanismos que permitan a un Participante acreditar ciertas Capacidades mediante la evidencia de su sociedad matriz. En anteriores procesos existían estas reglas que, sin duda, brindan importantes facilidades no sólo para los Participantes, sino también a la Agencia en su análisis, examen y verificación de la información de los Participantes, respecto de la cual se tiene una mayor familiaridad, agilizando los trámites inherentes al Proceso.</p>

Por otro lado, encontramos que en algunos términos definidos, la definición no sólo explica el concepto, sino que lo desarrolla y se extiende a un punto tal que la definición deja de ser sólo eso, y establece reglas y obligaciones del Proceso.

Asimismo, existen términos en las definiciones (Controlante, Beneficiario Real, Plazo, Oferta, etc.) que se trata de vocablos y expresiones abundantemente definidas y explicadas bajo las leyes colombianas, con alcances diferentes a los previstos en el Proyecto Inicial de TDR.

En fin, se trata de algunos asuntos que -a nuestro juicio- son susceptibles de mejora, en aras de brindar absoluta claridad y seguridad jurídica a los Participantes y al mercado en lo que corresponda a los Términos definitivos.

Sin perjuicio de los ajustes que lo anterior amerite a juicio de la Agencia, de la manera más respetuosa, a continuación formulamos nuestras inquietudes, observaciones y sugerencias particulares al Proyecto Inicial de TDR:

1. Generales

- a. Secciones 1.2. 1.25 y 5.2.7. No es claro el plazo de 2 días de anticipación contemplado en torno a las modificaciones al Cronograma. Solicitamos complementar el texto indicando que los ajustes al Cronograma podrán tener lugar siempre que se publiquen con anticipación "al hito o actuación correspondiente."

De otra parte, brindaría mayor certeza y seguridad jurídica (1) ampliar dicha anticipación de 2 días a 5 días hábiles, y (2) indicar que dichos ajustes no podrán ser implementados para disminuir los plazos establecidos en el Cronograma.

- b. Sección 1.7. ¿Qué significa "Especial" dentro del primer párrafo del texto?

- c. Sección 1.10. Sugerimos revisar la definición de "Controlante o Beneficiario Real".

Lo anterior, por los siguientes motivos: (1) bajo las leyes colombianas ya existe una definición y un camino transitado en estas materias; (2) los términos "controlante" y "beneficiario real" no son necesariamente coincidentes; (3) el tercer párrafo de la definición es demasiado extenso pues comprende dentro de controlante a otras subordinadas de la matriz del Participante que no necesariamente tienen relación alguna con el Participante (como, en nuestro caso, no hay ninguna relación entre Hocol y Equion -en donde una escisión de aquella no guarda ninguna relación con la solvencia

financiera de ésta); y (4) el último párrafo de la definición es igualmente extenso pues “cualquier tipo de vinculación como socio” podría incluso comprender a compañías con las cuales solamente se hace parte de un Contrato de Asociación, pero no hay ninguna otra relación que haga útil comprender a una y a otra dentro del mismo concepto de “Beneficiario Real” o de “Controlante”.

- d. Sección 1.13. La expresión “inclusive la asociación como tal” da a entender que, incluso para la Habilitación, debe definirse si el Participante lo hará individual o conjuntamente, siendo que para ese entonces será muy prematuro tomar tales decisiones y, adicionalmente, no refleja la posibilidad de hacer Propuestas individuales para unos bloques y conjuntas para otros.
- e. Sección 1.23. Solicitamos incluir la definición del término “Contrato”. Ello con el fin de hacer explícito que este término incluye los contratos de Evaluación Técnica —TEA- y de Exploración y Producción — E&P — que se celebren como resultado del Procedimiento de Selección.
- f. Sección 1.35 y 7.3. Solicitamos indicar el tipo de garantía que se debe otorgar y las condiciones económicas (valor y moneda) de la Garantía de Seriedad.
- g. Sección 1.38 (última frase). La última frase de la definición de “Operador” establece una regla que no está consistentemente reflejada en los demás apartados del Proyecto Inicial de TDR. Sugerimos precisar y desarrollar el concepto allí previsto en lo correspondiente a la etapa de Habilitación.

h. Sección 1.43. Solicitamos eliminar la palabra “términos” del texto e incluir “términos” en relación con la toma de registros.

Adicionalmente solicitamos aclarar si con esto se hace referencia a los termómetros que se bajan cuando se corren registros eléctricos, que sólo toman una medida máxima de temperatura, o si por el contrario se espera otro tipo de registro que tome temperatura contra profundidad.

Sección 1.43. Tratándose de Pozos Estratigráficos el Proyecto Inicial de TDR exige perforar un pozo de 10,000 pies si no alcanza a tocar basamento.

Resulta conveniente modificar dicho requerimiento en el sentido de establecer que cuando no se alcance a basamento se podrán perforar 2 ó 3 Pozos Estratigráficos de menor profundidad que agregando su profundidad alcancen por lo menos 10.000 pies. Lo anterior es necesario en particular para Áreas ubicadas en zonas montañosas, por ejemplo en la Cordillera Oriental, donde se puede obtener más información con 2 ó 3 Pozos Estratigráficos de menor profundidad a 10.000 pies que de un solo pozo de más

	<p>de 10.000 pies.</p> <p>j. Sección 1.54. Solicitamos indicar por qué razón las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos no se extienden al gas metano asociado a mantos de carbón (coal bed methane) y arenas bituminosas. ¿Lo anterior quiere acaso decir esto que en caso de identificar dicho tipo de acumulación en Áreas de prospectividad para Yacimientos No Convencionales, éstos no se podrían desarrollar?</p> <p>k. Sección 1.54. Sugerimos aclarar y especificar qué significa yacimiento con “baja permeabilidad primaria a los que se les deba realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro (...)”.</p> <p>¿La expresión “baja permeabilidad” hace referencia a un número en “milidarcies” o porosidad que será utilizado para esta definición? ¿Este concepto excluye aquella permeabilidad generada por fracturas abiertas?</p> <p>Sección 3.2.2. ¿Como resultado del Procedimiento de Selección se podrán asignar Áreas de prospectividad de Yacimientos No Convencionales y Áreas de prospectividad de Yacimientos Convencionales en la misma superficie Continental o Costa Afuera a un mismo Proponente?</p> <p>m. Sección 3.3. Teniendo en cuenta que la Resolución 054 de 22 de febrero de 2012 no contiene las coordenadas de las Áreas por asignar, solicitamos proveer el archivo de Linderos y Coordenadas para dichas Áreas o cualquier otro documento en el que se encuentren las respectivas coordenadas.</p> <p>n. Sección 4.3.1 a 4.3.5. En relación con los Programas Exploratorios por acometer, solicitamos dar claridad técnica en relación con el alcance requerido para la adquisición de información.</p> <p>o. Sección 4.3.1. Solicitamos aclarar que la sísmica 2D debe ser mínimo de “1 Km²”.</p> <p>p. Sección 4.3.2 y 4.3.6. Solicitamos especificar y determinar el alcance del término “Geoquímica de Superficie”. Sugerimos, por ejemplo y sin limitarse a ello, que se indique: si se debe tomar únicamente una muestra por kilómetro; qué tipo de análisis mínimo es requerido; y, en caso de ser requeridas varias muestras por kilómetro, precisar los requerimientos mínimos de dichos muestreos.</p> <p>q. Sección 4.3.2 y 4.3.6. Sugerimos ampliar los plazos de 36 meses a 48 meses para la primera, segunda y tercera fase de las Áreas Tipo 2 — Prospectivas para Yacimientos</p>
--	---

no Convencionales y para la fase única de las Áreas Tipo 3 — Prospectivas para Yacimientos no Convencionales.

El plazo establecido en este tipo de Áreas es demasiado corto para el tipo de actividades que se debe desarrollar, por ejemplo los 36 meses previstos para la segunda fase de las Áreas Tipo 2 — Prospectivas para Yacimientos no Convencionales, no resultan suficientes para perforar 2 pozos exploratorios y 1 estratigráfico.

r. Sección 4.3.2 y 4.3.6. Solicitamos aclarar que el significado de la expresión “registros geoquímicos” indicando si se trata de análisis geoquímicos a muestras de pozos, análisis a las muestras de gas, intensidad en el muestreo, intensidad del análisis y muestreo.

s. Sección 4.3.3 y 4.3.5. Sugerimos ampliar los plazos de 36 meses a 48 á 60 meses para la primera y segunda fase de las Áreas Tipo 2 — Costa Afuera para Yacimientos Convencionales y para la fase única de las Áreas Tipo 3 — Costa Afuera.

Teniendo en cuenta la experiencia de Equion en actividades Costa Afuera, resulta evidente que los plazos establecidos en los TDR resultan cortos. Por ejemplo, en actividades Costa Afuera se requiere de mayor tiempo que en actividades continentales, entre otras, para lo siguiente: (i) la obtención de permisos y licencias necesarios para la ejecución de la operación; Cii) el arreglo de logística para adquirir la información (vgr, sísmica y sea bed coring); (iii) procesar y reprocesar la información adquirida (en sísmica por ser 3d el volumen de información es más grande así como los re-procesos especiales de AyO); y (iv) implementar la logística necesaria para la planeación y obtención de torres de perforación costa afuera.

t. Sección 4.3.4 y 4.3.5. ¿Qué significa y cuál es el alcance de la expresión “Método de análisis regional”? ¿Se hace referencia con esto a adquisición gravimétrica magnetométrica o magnetotelúrica? ¿Es válido el uso de imágenes satelitales c requiere adquisición en campo o usando aviones que sobrevuelan el área?

u. Sección 4.4. Sugerimos eliminar el segundo párrafo que repite la definición de Inversión Adicional, sin que sea exactamente la misma redacción de la sección 1.37. La repetición es innecesaria.

v. Sección 5.2.4. Solicitamos que no se limite a una sesión por interesado en el Cuarto de Datos, que parece ser el resultado de la redacción del segundo párrafo.

w. Documentos del Proceso. Solicitamos abreviar esta lista, pues incluye información y documentos que no serán conocidos por todos los participantes en igualdad de condiciones, agregando incertidumbre al Proceso (vgr. información divulgada en los distintos Cuartos de Datos).

Sobre la Capacidad Jurídica

- a. Sección 6.3.1. Indicar expresamente que el requisito fijado en el primer párrafo (comprender su objeto social el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos) se cumple para sociedades extranjeras que comprendan dentro del objeto social de la sucursal establecida en Colombia el desarrollo de dichas actividades.
- b. Sección 6.3.10. Solicitamos precisar que el requisito fijado en la Sección 6.3.10 de manera que le sea aplicable solamente a las sociedades extranjeras sin sucursal establecida en la República de Colombia. La redacción actual hace necesario determinar si, bajo la ley de constitución de la sociedad extranjera, el establecimiento de una sucursal en Colombia implica que dicha sociedad extranjera tiene, también, un domicilio en la República de Colombia.
- c. Sección 6.4.2. Como lo anticipamos al inicio de esta comunicación, tratándose de sociedades extranjeras que hayan establecido una sucursal en la República de Colombia en los términos del artículo 10 del Código de Petróleos y del artículo 474 del Código de Comercio, solicitamos establecer mecanismos que permitan acreditar la Capacidad Jurídica mediante la entrega de los documentos de la sucursal de la sociedad extranjera, en sustitución de los documentos exigidos para sociedades extranjeras.

La anterior solicitud se apoya en diversas razones, entre otras porque (a) la información financiera y económica de las sucursales está obligatoriamente auditada por el revisor fiscal que obligatoriamente deben tener las sucursales, (b) la información sobre la existencia, vigencia y representación de esa persona jurídica en territorio colombiano aparece en documentos como el certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio del domicilio de la sucursal, (c) limitaciones jurídicas que puede tener la sucursal no aparecen dentro de los documentos de la sociedad extranjera (por ejemplo, objeto, capacidad, etc.), (d) esto permite obviar engorrosos trámites de traducciones oficiales, legalización o apostillaje, etc., (e) quienes tienen la función y capacidad de comprometer a tal sociedad en Colombia (o sus limitaciones) aparece en el certificado de existencia y representación que expide la Cámara de Comercio, siendo que en muchas ocasiones esas personas no tienen la función ni la habilitación de representar a la sociedad extranjera, por ejemplo, en el Estado de formación de esa persona jurídica, y (f) el cumplimiento de ciertas obligaciones o verificación de ciertos requisitos (responsabilidad fiscal, responsabilidad disciplinaria, seguridad social, revisoría fiscal, etc.) debe forzosamente predicarse de la

sucursal establecida en Colombia, y no de la sociedad extranjera.

- d. Sección 6.4.4. Solicitamos modificar el último punto contemplado bajo la Sección 6.4.4 de manera que la certificación acerca del Beneficiario Real pueda ser suscrita solamente por el Representante Legal. Difícilmente podremos obtener la firma de esta certificación por parte del revisor fiscal o del auditor externo, como quiera que se trata de circunstancias que se encuentran por fuera de la órbita de actividades o conocimiento que se requiere para desempeñar la función de revisor fiscal o de auditor externo.

2. Sobre la Capacidad Financiera

- a. Sección 6.5. Solicitamos que los requisitos contemplados dentro de la Capacidad Financiera puedan acreditarse (o exceptuarse) aportando evidencia correspondiente originada en la sociedad Controlante o en el Beneficiario Real. De lo contrario, las prohibiciones o limitaciones acerca del Beneficiario Real (tales como las asociadas a las transferencias de intereses o a los cambios de control que aparecen en otros apartados del Proyecto Inicial de TDR) carecen de sentido.
- b. Sección 6.5. Tratándose de sociedades extranjeras que hayan establecido una sucursal en la República de Colombia en los términos del artículo 10 del Código de Petróleos y del artículo 474 del Código de Comercio, solicitamos que -cuando menos- se permita presentar los estados financieros de la sucursal preparados con arreglo a la Ley 222 de 1995 y el Decreto 2649 de 1993.
- c. Sección 6.5. La conversión de estados financieros a una moneda diferente de aquella en la cual fueron preparados mediante el simple cálculo de las cifras a una determinada tasa de cambio no es la manera más idónea y apropiada de hacerlo, desde el punto de vista contable.

En ese sentido, ¿cómo debe efectuarse la conversión de monedas respecto de estados financieros cuya moneda no corresponde a dólares de los Estados Unidos de América, para efectos del cálculo de Patrimonio Neto? ¿Existe alguna metodología o lineamiento establecido para la conversión de los montos incluidos en pesos colombianos en los estados financieros a dólares de los Estados Unidos de América para efectos del cálculo del Patrimonio Neto? ¿Qué tasa de cambio se utilizaría para tal efecto? ¿Será una tasa histórica o corriente?

- d. Sección 6.5.2. ¿Hay Áreas Tipo 2, continentales para Yacimientos No Convencionales? ¿Qué Patrimonio Neto debe acreditarse respecto de Áreas

Tipo 2 continentales con prospectividad para Yacimientos No Convencionales?

e. Sección 6.5. ¿Existe alguna limitación financiera o de otro tipo en cuanto al número de Áreas que se puedan asignar o a las que pueda aspirar un Proponente Individual o Plural?

4. Sobre la Capacidad Operacional

a. Sección 6.6. Como lo indicamos al inicio de esta comunicación, queremos solicitar¹ que los requisitos contemplados dentro de la Capacidad Técnica Operacional puedan acreditarse (o exceptuarse) aportando la evidencia correspondiente originada en una sociedad Controlante o en el Beneficiario Real.

De lo contrario, las prohibiciones o limitaciones acerca del Beneficiario Real (tal como las asociadas a las transferencias de intereses o a los cambios de control que aparecen en otros apartados del Proyecto Inicial de TDR) carecen de sentido.

b. Sección 6.6. Solicitamos extender las excepciones previstas en el Proyecto Inicial d1 Términos de Referencia para acreditar la Capacidad Operacional asociadas 1a Contratos de Exploración y Producción a Contratos de Asociación celebrados con Ecopetrol cuando ésta tenía la calidad de administrador del recurso bajo las leyes colombianas. La actual definición de "Contratos de Exploración y Producción" ro permite considerar comprendidos, dentro de tal definición, a los Contratos de Asociación - aun cuando naturalmente deberían quedar comprendidos (por ejemplo, en razón a los 10 años a que hace referencia la excepción prevista en esta Sección

6.6).

c. Sección 6.6. Solicitamos precisar la redacción de la excepción de Capacidad Operacional asociada a Contratos de Exploración y Producción. Por ejemplo, no es claro si (1) el Proponente Individual debe haber operado un Contrato E&P ""algún momento de los 10 años o si ha debido operario "durante" los 10 años; o si (2) las inversiones se predicen de la vida del Contrato E&P, de los 10 años o de la época durante la cual el Proponente Individual ha sido Operador.

d. Sección 6.6. Solicitamos precisar la redacción de la excepción de Capacidad Operacional asociada con el monto de inversión superior a US\$ 500.000.000 en el 1 sentido de establecer cómo se acreditan dichas inversiones y si existe alguna metodología o lineamiento establecido para la conversión de las inversiones realizadas en pesos colombianos a dólares de los Estados Unidos de América. Para lo anterior solicitamos indicar si es posible realizar dicha conversión utilizando una tasa de cambio promedio para cada año.

e. Sección 6.6.2. ¿Qué significa "Producción Mínima Operada"?

f. Sección 6.6.2. ¿Qué requisitos de Capacidad Técnica y Operacional deben ser acreditados respecto de Áreas Tipo 2 continentales con prospectividad para1

	<p>Yacimientos No Convencionales?</p> <p>5. Sobre la Capacidad RSE</p> <p>a. Sección 6.8. ¿Teniendo en cuenta que la Guía ISO 26000 no es una norma certificable sino que se trata de un conjunto de prácticas propuestas y deseables de responsabilidad social, qué tipo de certificación o acreditación, diferentes a las certificaciones suscritas por el representante legal y el revisor fiscal de cada compañía, en responsabilidad social evidenciaría la aplicación de buenas prácticas :en esta materia?</p> <p>6. Sobre los Contratos</p> <p>a. Sección 8.3. Solicitamos indicar a qué tipo de seguros se hace referencia en el texto.</p> <p>b. Sección 8.7. Los casos más recientes indican que 1 año y 3 meses puede ser poco tiempo para adelantar todo un proceso de Consulta Previa, pues adelantar dicho proceso no depende únicamente de la agenda y la disponibilidad del Contratista sino que depende en mayor medida de la comunidad y los entes gubernamentales que acompañan el proceso. Teniendo en cuenta lo anterior, solicitamos indicar expresamente que la Fase 0 se ampliará en caso de ser necesario por cuestiones ajenas al Contratista. (BORIS).</p> <p>c. Sección 8.7. Solicitamos especificar qué se entiende por “iniciar los trámites de Consulta Previa ante el Ministerio del Interior” y ampliar el plazo establecido para llevar a cabo estas actividades de 60 a 120 días calendario. (BORIS).</p> <p>d. Sección 8.7. ¿La certificación del Ministerio del Interior sobre la presencia de comunidades negras o indígenas en los bloques debe presentar o solicitar con anterioridad a la celebración del Contrato? (BORIS).</p> <p>Agradecemos su atención a nuestras preguntas, sugerencias y observaciones. Si consideran! oportuno sostener una reunión para precisar cuestiones asociadas a las mismas, no duden en hacérselo saber, para efectos de lo cual pueden contactar a Sandra Guerrero.1 (Sandra.Guerrero@equion-energia.com), a Ricardo Álvarez (Ricardo.Alvarez@equion- energia.com) y a Federico Chalela (Federico.Chalela@equion-energia.com).</p>
20.	<p>Nos referimos al artículo 6.4 (Acreditación de la Capacidad Jurídica) del Proyecto de Términos de Referencia en el cual se establece que <i>“para acreditar que reúnen las condiciones establecidas y cumplen los requisitos de Capacidad Jurídica, cada proponente individual o integrante de Proponente Plural debe presentar los siguientes documentos...”</i> y acto seguido se determina que podrán acreditarse las personas jurídicas colombianas o las personas jurídicas extranjeras. En este sentido hemos identificado que, a diferencia a lo establecido en las pasadas rondas lanzadas por la ANH, no se permitirá la acreditación de la capacidad jurídica a través de las sucursales colombianas de sociedades extranjeras. De acuerdo con lo anterior queremos confirmar</p>

	<p>si es acertado nuestro entendimiento en el sentido que las sociedades extranjeras con sucursal en Colombia deberán acreditar su capacidad jurídica de manera directa y no a través de su sucursal como se realizaba anteriormente.</p>
<p>21.</p>	<p>OBSERVACIONES</p> <p>I. <u>Definiciones:</u></p> <p>(1.1.) Respecto de la definición de “Beneficiario o Contratante Real”, contenida en el numeral 1.1 de los TDR, se recomienda remitir ésta definición al Decreto 2058 de 1991, en razón a que en la misma no se contempla la totalidad de las actividades definidas por la ley como inherentes o complementarias a la Exploración y Producción de Hidrocarburos, dejando por fuera a compañías cuyo objeto sí se encuentra comprendido en la definición legal, pero fue excluido en los TDR.</p> <p>(1.2.) <i>“Beneficiario Real o Controlante: Persona o grupo de personas naturales o jurídicas que directa o indirectamente, por sí mismas o a través de interpuesta persona, por razón de contrato, convenio o de cualquier otra manera, tengan respecto de una sociedad, o puedan llegar a tener, por ser propietarios de bono obligatoriamente convertibles en acciones, <u>capacidad decisoria; esto es facultad o poder de votar en la elección de directivas o representantes; de dirigir, orientar y controlar dicho voto, así como la facultad o el poder de enajenar u ordenar la enajenación o gravamen de acciones o cuotas o partes de interés. (...)</u>”</i></p> <p>a) ¿Según el texto señalado, cualquier persona que sea propietaria de acciones ordinarias, sería considerada un beneficiario real o controlante en razón a que tiene voto en la Asamblea de Accionistas, asimismo éste órgano elige los administradores de la sociedad y adicionalmente, por regla general las acciones son libre negociación?</p> <p>Se recomienda entonces, que la citada definición respecto de la “capacidad decisoria”, se refiera únicamente a los accionistas que tengan una situación de control sobre el Proponente, en los términos establecidos en el Código de Comercio y ley 222 de 1995.</p> <p>b) Aclarar en la definición de que el control del voto es sobre la sociedad, no sobre el propio voto.</p> <p>c) No entendemos porque se ha incluido en la disposición “los bonos convertibles en acciones”, ya que no es claro en qué medida un bono convertible en acciones podría considerarse un “Security” o medio para tener el control de una compañía, máxime cuando la regulación y naturaleza de estos bonos es diferente en las legislaciones de cada país. Razón por la cual recomendamos que la misma sea eliminada.</p>

II. Capítulo tercero áreas

(i) En relación con la Clasificación de las áreas por Yacimientos establecidas en el numeral 3.2.2 de los TDR tenemos los siguientes comentarios:

a) Respecto de la posibilidad de convertir TEAS en Contratos E&P, se establece que los términos de la conversión y del la exploración de hidrocarburos se realizará según lo estipulado en el respectivo "negocio jurídico". Solicitamos aclarar a qué regulación específica se encuentra sometida la conversión, teniendo en cuenta que el Acuerdo 008 de 2004 no se encuentra suspendido respecto del particular.

b) De conformidad con lo expuesto en el pre-lanzamiento y el lanzamiento de la Ronda Colombia 2012, las empresas que en desarrollo de los Contratos de Exploración y Producción determinen que el área adjudicada cuenta con prospectividad de yacimientos no convencionales, podrán desarrollar los mismos cuando hayan sido habilitados para estas áreas o en caso contrario, cuando la ANH los apruebe para este fin. Solicitamos incluir la disposición en éste sentido._

c) Asimismo, consideramos que la clasificación de Yacimientos Convencionales y No Convencionales, reviste los siguientes problemas:

- Que el potencial del área pueda ser no convencional no quiere decir que indefectiblemente lo sea, por lo que los proponentes habilitados para Áreas Tipo 2 quedarán excluidos para la adjudicación de las áreas Tipo 2 que la ANH ha clasificado como no convencionales. Esto carece de sentido, ya que un área clasificada de esta forma puede resultar teniendo un potencial convencional y en consecuencia, dentro del proceso se excluirá de forma injusta a una compañía debidamente calificada para desarrollar el potencial convencional.
- No se prevé dentro de los TDR la posibilidad de que una compañía adjudicataria de un área clasificada como no convencional, desarrolle hidrocarburos conversiones y las condiciones para éste desarrollo.

Se recomienda en consecuencia, que se eliminé la clasificación de áreas convencionales y no convencionales y en su reemplazo se establezca que si en desarrollo de cualquier Contrato E&P en el que se determine un potencial no convencional y en consecuencia, se requiera implementar un programa exploratorio para este fin, el adjudicatario deberá solicitar a la ANH la aprobación de éste programa exploratorio, de conformidad con la normatividad aplicable para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales.

22.	<ul style="list-style-type: none"> • 1.7 Área: Consideramos que el área que se entrega debe ser libre y sin superposiciones con áreas que tengan terceros, por lo que sugerimos eliminar o aclarar la siguiente frase “ Sin perjuicio de las que son objeto de Contratos de Concesión todavía vigente y de los celebrados con la empresa Colombiana de Petróleos -Ecopetrol con terceros” . • 1.11 Beneficiario Real: Sugerimos aclarar esta definición, se traen varias categorías de beneficiario real y se mezclan varios conceptos consagrados en la ley, por lo que puede en la práctica no ser clara su aplicación. • 1.17, 1.18 Capacidad Medio Ambiental y la Capacidad en materia de responsabilidad social empresarial: sugerimos precisar ya que tal y como están las definiciones, podría prestarse o para que cualquiera cumpla o para apreciaciones subjetivas por parte de los evaluadores • 1.20 Compromiso: sugerimos aclarar que en los casos en que el proponente es Plural, el compromiso se adquiere por el ente plural en los porcentajes de participación. <ul style="list-style-type: none"> • Consideramos que las definiciones de la Capacidades son muy amplias, deberían estar referidas al texto en donde se establecen los criterios objetivos. Parecen muy amplias y se puede prestar para subjetivismos del evaluador. En especial aplica para la 1.17 y 1.18. • En las definiciones, 1.30., 1.31. 1.32., sugerimos que la expresión “negocio jurídico” se modifique por “Contrato”. • En relación con los Anexos, agradecemos remitir para revisión de todos, el nuevo acuerdo para la administración y asignación de áreas para exploración y explotación de hidrocarburos. • Agradecemos remitir para comentarios la Minuta de Contrato, junto con sus correspondientes Anexos. • 1.35- Garantía de Seriedad: Agradecemos confirmar que tipo de garantía será admitida? Garantía de la Casa Matriz, Póliza de seguros que garantice la seriedad o cual garantía será aceptada dentro del proceso • 1.40, Participación en la producción, Consideramos se debe aclarar que puede ser
-----	---

en especie o en dinero a elección del Contratista.

- 3.2.2. Sugerimos eliminar la restricción de que si en la ejecución de un Contrato de Exploración Y producción, las actividades exploratorias ponen de presente actividades exploratorias no convencionales, el Contratista no esté facultados para explotarlo, salvo que haya sido habilitado para estas áreas-.
- 3.4 Agradecemos confirmar si el paquete de información contendrá las Fichas Socio Ambientales, descritas en numeral 3.4.
- 3.5.3 Sugerimos eliminar las obligaciones de devolución de áreas, según el tipo de las mismas, teniendo en cuenta que pueden ser atractivas diferentes partes de los bloques. En especial sugerimos eliminar la restricción de los numerales 3.5.3., consistente o incluir el plazo para la Programa de Confirmación exploratoria y definir qué se entiende por adecuado y propio., para yacimientos convencionales.
- 6.4.4. Agradecemos remitir un Modelo de Certificación

Respecto a los criterios de adjudicación sugerimos:

- Inversión adicional: utilizar nuevamente la tabla de valores de referencia para valorar la actividad adicional que sustenta la inversión adicional. La razón es que sin esta tabla se puede estar favoreciendo las empresas menos eficientes en las operaciones de exploración, dado que para ellas, una misma actividad vale más. La conclusión de esto es que un bloque podría ser adjudicado por una propuesta que incluya menos actividad pero a un mayor costo.
- Porcentaje de Participación adicional en la Producción (X%): Sugerimos limitar a un máximo la oferta de participación adicional para garantizar la comercialidad de los campos descubiertos, dado que a mayor X%, mayor el tamaño que tiene que ser descubierto para realizar las inversiones de desarrollo. En rondas pasadas hubo X% superiores al 40% que al final, hacen no económicas las actividades de exploración de muy buenas áreas.