

RESPUESTAS A PREGUNTAS REALIZADAS OPEN ROUND COLOMBIA 2010.

14-05-2010

1. *En el literal "b" del numeral 6.2 de los Términos de Referencia "GARANTIAS DE CUMPLIMIENTO" se establece que "Las garantías podrán reducirse en el monto equivalente a los trabajos que se hayan ejecutado a lo largo de la duración de la respectiva fase, una vez recibida en el EPIS la información técnica resultante, a satisfacción de la ANH. Para efectos de establecer el valor a reducir en la garantía, en lo que corresponde a las actividades diferentes de sísmica y pozo, relacionadas con la Inversión Adicional, el contratista deberá presentar el documento que acredite su valor." La pregunta es cómo sería el mecanismo para reducir dichas garantías teniendo en cuenta que la ANH debe otorgar un certificado de paz y salvo por todo concepto y que algunos documentos se originan muchos después de haber cumplido con el compromiso exploratorio en sí, es decir haber perforado el pozo o haber adquirido la sísmica.*

Una vez cumplida la actividad y entregada la información técnica resultante al EPIS, la ANH procederá a emitir el certificado de paz y salvo con lo cual se podrá autorizar la reducción de la garantía. Es de anotar que actualmente los certificados de paz y salvo se expiden en un término no mayor de 15 días contados a partir de la fecha de entrega de la información.

2. *Hidrocarburos no convencionales. En los Términos de Referencia y sus Adendos no encontramos ninguna referencia a que los contratos a suscribir en cualquiera de las áreas sean sólo para hidrocarburos convencionales. Tampoco encontramos esta idea en las últimas minutas publicadas de los contratos E&P y TEA. Sin embargo, en algunas de las preguntas publicadas indican que la Ronda Colombia 2010 considera únicamente hidrocarburos convencionales. Solicitamos, para claridad y transparencia del proceso, mencionar explícitamente tanto en los TdR como en las minutas de contratos E&P y TEA, si estará permitida o no la explotación de hidrocarburos no convencionales en caso de descubrirse, así como incluir la*

definición de HC no convencionales en los tres documentos, especificando qué se entiende por "muy baja porosidad (tight)".

En los talleres de aclaración de los Términos de Referencia, así como en algunas de las respuestas a preguntas que se han formulado, hemos afirmado que los hidrocarburos No Convencionales se encuentran excluidos de los contratos de exploración y producción que se suscribirán como resultado del proceso. Adicionalmente, en el Anexo C de la minuta de contrato de exploración y producción publicada se reitera que el programa exploratorio no está diseñado para la exploración de hidrocarburos no convencionales.

No obstante lo anterior, para no dar lugar a dudas, estamos revisando la minuta de contrato de exploración y producción, a fin de hacer la exclusión expresa.

3. *En el Adendo 4 modificaron el párrafo 3 del numeral 4.6.1, dejándolo así: "En lo que respecta a los bloques del Área Tipo 1, cada Compañía Habilitada Operadora Restringida, Operadora o Consorcio en el que esta última actúe en calidad de Operadora, podrá ser adjudicatario de uno o más bloques [...] siempre y cuando la sumatoria de las áreas de los bloques contiguos a adjudicar no exceda 45.000 has..."No queda claro en qué casos aplica la restricción de las 45,000 has. ¿Es sólo para Compañías Habilitadas Operadoras Restringidas? ¿O aplica tanto para Operadoras Restringidas como para Operadoras no restringidas?*

La restricción de adjudicación de dos bloques contiguos mayores a 45.000 hectáreas, es para las compañías operadoras y operadoras restringidas

4. *La tecnología SFD (Stress Field Detector) detecta de forma remota, el cambio de los esfuerzos horizontales en el subsuelo. La tabla 1 del numeral 2.4.3, Adendo No.4, contiene la categoría "costo km sensores remotos". Por favor confirmar si la tecnología SFD califica dentro de esta categoría*

El método SFD, afirma medir una propiedad del campo de fuerzas gravitacionales con métodos remotos, y algunas operadoras en territorio nacional aceptan que su uso ha sido positivo, por lo tanto, se considera que se

puede clasificar como "una metodología de sensores remotos válida en la prospección de hidrocarburos".

5. *Revisado el Adendo No.2, el ajuste de ampliar el espectro de trabajo pasando de análisis multiespectrales a métodos remotos quedó restringido a Áreas Onshore en Caguan-Putumayo, Tumaco, Chocó, Catatumbo y Cordillera Oriental, toda vez que modifica tan solo el numeral 2.4.1.3 Áreas Tipo 3, no obstante, de acuerdo con la generalidad de la pregunta y respuesta mencionada en mi email antecedente:*

40. Análisis multiespectral.Cuál es la mínima resolución, en término de espectro.

Teniendo en cuenta que se va a ampliar a Sensores Remotos, no se limitaría a análisis multiespectrales.

Se entiende que el ajuste aplica en términos generales en todos aquellos tipos de bloques onshore y offshore (E&P o TEA) en los que se previó originalmente como actividad los análisis multiespectrales, por lo que, atentamente reitero la inquietud expuesta en el antecedente.

Con el ánimo de dar respuesta a su inquietud nos permitos hacerle las siguientes precisiones:

- Se entiende por análisis multiespectral el realizado con varias (usualmente tres por combinación, hasta ocho) bandas del espectro, las cuales están localizadas generalmente en el VNIR y el SWIR y tienen anchos de banda del orden de micrómetros. En un análisis multiespectral se tiene como resultado imágenes y curvas de firmas espectrales.
- Cuando se menciona que "Teniendo en cuenta que se va a ampliar a Sensores Remotos, no se limitaría a análisis multiespectrales", se hace referencia a que no se restringe el uso y aplicación de tecnologías hiperespectrales que también usan bandas en el VNIR y el SWIR con anchos de banda del orden de nanómetros y resolución espectral hasta de 500 bandas. En un análisis hiperespectral se tienen como resultados cubos espectrales.

6. *En el marco de los términos de referencia para el proceso competitivo denominado "Open Round Colombia 2010", se establece, en el numeral 3.2.1 de los mismos, que las Compañías Participantes que no cumplan con los requisitos establecidos para acreditar una o más de las capacidades exigidas, podrán optar por acreditarlas recurriendo a su matriz, y que en esos casos, esta última deberá suscribir la Garantía de Deudor Solidario contenida en el Anexo 16 de los Términos de Referencia.*

Ahora bien, el texto de la Garantía, previamente mencionada, señala lo siguiente: "Que fue autorizado sin limitación alguna por la Junta Directiva para otorgar y suscribir todos los documentos para garantizar solidariamente todas las obligaciones que la sucursal colombiana de XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX, sociedad organizada con arreglo a las leyes de XXXXXXXXXXXXX, cuyo capital es 100% de propiedad de XXXXXX(EMPRESA MATRIZ), adquiera por el presente Contrato de Exploración y Producción y/o de Evaluación Técnica Especial de hidrocarburos celebrado con la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia, en adelante ANH, para el sector denominado "XXXX", o por los perjuicios derivados del incumplimiento de esas obligaciones."

En este orden de ideas, entendemos que dicha Garantía no deberá ser entregada al momento de la presentación de la Oferta, teniendo en cuenta que para ese entonces todavía no se ha asignado el contrato referido, ni tampoco se ha designado ningún bloque o sector.

Estas inquietudes ya fueron atendidas y las respuestas se encuentran publicadas en los listados de preguntas y respuestas de la página web del proceso www.rondacolombia2010.com: pregunta No.34 del 17/03/2010, pregunta No.21 del 17/03/2010, pregunta No. 5 del 05/04/2010 y pregunta No.64 del 07/04/2010.

7. En relación con el pago de los Derechos Económicos por el uso del subsuelo en el periodo exploratorio entendemos lo siguiente:

- a) Para la Fase I de 36 meses de duración esta obligación deberá pagarse, conforme a lo señalado en el Anexo D del Contrato E&P, en el mes 19.
- b) En caso de que el contratista confirme a la ANH su voluntad de continuar con el desarrollo del Contrato E&P deberá pagar esta obligación para la Fase II, conforme a lo señalado en el Anexo D del Contrato E&P, dentro del mes siguiente al inicio de dicha fase.

Su entendimiento es correcto.

8. Is ANH willing to except oilfield equipment and experienced operators (with crew) from smaller oilfield service companies.

According to the ToRs, service companies can participate in the process Colombia Round 2010 by being restricted operators, or qualified companies. In either case, the participating company has to comply with the requirements established in the ToRs. The dead line to present documents to be restricted operators was April 30th, 2010. But still is an opportunity to be a qualified company, by presenting the documents to prove legal and financial capacity, before June 4th, 2010. Please visit the web page www.colombiaround2010.com where you can find further information.

9. Cuales campos en Colombia tienen dentro de su geología domos de sal?

Aún cuando en algunos trabajos (e.g. J. Galvis) se ha planteado que la sal puede haber jugado un papel importante en la generación de ciertas estructuras, más o menos circulares, observadas en la Cordillera Oriental de Colombia (por ejemplo en Villa de Leyva y alrededores), hasta ahora no se sabe de campos de hidrocarburos en los que se haya comprobado asociación directa de la trampa con intrusión de domos salinos.

Es cierto, eso sí, que en dicha cordillera hay importantes minas de sal gema, dentro con sedimentos cretácicos, como en las de Zipaquirá y Nemocón, en las que las capas de sal muestran estructuras de flujo e intrusión hacia niveles altos el Grupo Villeta.

Empero, no es claro si en estas dos áreas, los anticlinales que encajan la sal son consecuencia de la tectónica de fallamiento / plegamiento que afecta toda la Cordillera Oriental (como parece ser el caso), o si se trata de un efecto local achacable a la sal.

También se conocen minas de sal en la región del piedemonte llanero, en las cuencas de los ríos Upin, Chámeza, y Cusiana, las cuales han sido motivo de explotación artesanal desde la época de la colonia. No obstante, por lo que se sabe, son estratos poco potentes, también incluidos en la secuencia cretácica, que no alcanzan a generar domos salinos.

Así, pues, la respuesta a la pregunta arriba planteada es que, por ahora, no se sabe de "campos que tengan dentro de su geología domos de sal".

Finalmente, vale la pena recordar, que en su historia geológica de Colombia (Bürgl, 1961) planteó la posibilidad de que la sal de Zipaquirá (y Nemocón) sea producto de la intrusión de domos provenientes de estratos jurásicos, que él suponía presentes en el subsuelo de la Sabana de Bogotá, y que habrían sido depositados en ambientes evaporíticos.

Sin embargo, ambientes semejantes, con generación de yeso, sólo se conocen hacia la base de la Fm. Payandé, que son calizas del Jurásico Inferior, presentes sólo en el costado occidental del Valle Superior del Magdalena.

10. Si una misma compañía que ha obtenido la habilitación solicitada, presenta varias ofertas para tener mayor posibilidad de lograr la adjudicación de uno de los bloques ofertados,

- a) Es necesario que respalde cada una de sus ofertas con una póliza de seriedad de la oferta?, ó
- b) Es posible que por tratarse de la misma compañía, ésta suscriba una única póliza que ampare todas las ofertas presentadas?

Cada oferta presentada, debe estar respaldada con una póliza o garantía de seriedad de la oferta.

11. De acuerdo con lo dispuesto en los TDRs, y en la cláusula 55 de la minuta E&P, de los contratos E&P tipo 1 y 2 se deberá devolver el 50% del área contratada al final de la fase 1. Tal como está prevista esa disposición, no se está descontando del área sobre la que se calculará el valor de 50% a devolver, el (las) área(s) de evaluación, y/o de explotación que pudiesen tenerse en el momento de cumplir la obligación. Atentamente solicitamos se revise y precise el alcance de dicha disposición, toda vez que entendemos que la misma debe aplicar respecto de área netamente exploratoria y no sobre aquella en la cual, a partir de la inversión y esfuerzo técnico del contratista se ha logrado un descubrimiento que se encuentra en evaluación o en explotación.

Efectivamente, la obligación de devolver el 50% del área, una vez termine la primera fase del contrato de exploración y producción, corresponde a la porción del área en exploración contratada, excluyendo el área en evaluación o en producción.

12. En la respuesta No 12 del set publicado con fecha 26 de abril, se indica que las minutas a aplicar en la suscripción de los contratos serán aquellas publicadas en la página web del proceso, pero que las mismas pueden ser objeto de modificaciones, caso en el cual oportunamente para el conocimiento de las compañías participantes, podrían por favor aclarar y precisar si existe la posibilidad de que sean introducidas modificaciones con posterioridad a la fecha de presentación de ofertas (22 de junio).

La ANH no tiene programado incluir cambios de fondo a la minuta del contrato de exploración y producción. Sin embargo, de hacerse necesario, estaremos publicándolo oportunamente para conocimiento de las compañías participantes en este proceso de selección.