

ADENDO No. 2

TÉRMINOS DE REFERENCIA

"PROCESO DE SELECCIÓN DE RONDA COLOMBIA 2010"

31 de Marzo de 2010

De conformidad con el numeral **2.11.** de los **Términos de Referencia**, mediante el presente **Adendo No. 2**, la **ANH** se permite disponer las siguientes modificaciones.

Para una mejor comprensión, las modificaciones se presentan en **letra cursiva, subrayado y en negrilla**.

Las demás reglas contenidas en los **Términos de Referencia** originales, que no hayan sido expresamente modificadas por el presente **Adendo No 2**, permanecen vigentes.

1. Se adicional a la tabla de contenido el siguiente numeral:

"3.2.12 Excepción"

2. Definiciones. Es necesario aclarar las definiciones de adjudicatario y proponente, las cuales quedarán así:

Adjudicatario: Compañía Habilitada **Operadora Restringida**, Habilitada Operadora y/o Consorcio conformada por las anteriores, cuya Oferta presentada ha sido seleccionada como la más favorable para los fines e intereses de la **ANH** para suscribir con esta un contrato de E&P y/o TEA Especial, según sea el caso, sobre un bloque, en desarrollo del presente Proceso Competitivo.

Proponente: Es toda Compañía Habilitada Operadora, **Habilitada Operadora Restringida** o Consorcio cuyos integrantes se han habilitado (uno de ellos como Compañía Habilitada Operadora) y que presenten Oferta.

3. Se modifica el texto del numeral 2.4.1. Programas Mínimos Exploratorios así:

"La ANH ofrece 47.767.886,69 hectáreas en las Áreas Tipo 1, Tipo 2 y Tipo 3.

En las áreas tipo 1, cuando los bloques son mayores a 45.000 hectáreas, una vez finalizada la primera fase, el contratista deberá devolver el cincuenta (50%) por ciento de área objeto del contrato.

En relación con los bloques de las áreas tipo 2, una vez finalizada la primera fase del contrato, el contratista deberá devolver el cincuenta por ciento de área objeto del mismo”.

4. Se modifica el Programa Mínimo Exploratorio establecido en el numeral 2.4.1.3 área Tipo 3, Así:

(...)

Áreas Onshore: Guajira, Cesar-Ranchería, Cauca-Patía, Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Urabá y Sinú San Jacinto.

Dos líneas sísmicas ortogonales, según el diseño propuesto por la ANH y que podrá ser revisado de mutuo acuerdo con la Subdirección Técnica.

Perforación de un (1) pozo estratigráfico.

Áreas Onshore: Caguán-Putumayo, Tumaco, Chocó, **Catatumbo y Cordillera Oriental.**

Cubrimiento del 100% del área con métodos remotos (productos de sensores remotos o aereogeofísica de alta densidad con malla de 5 Km de lado, y

Dos líneas sísmicas ortogonales que cubran el bloque. El diseño de la línea sísmica deberá ser presentado a la ANH para aprobación, una vez sean obtenidos los resultados de los análisis del punto anterior”.

5. Se modifica el numeral 2.7 Cronograma así:

Tabla 1. Cronograma

| Actividad | Fecha |
|--|--|
| Presentación documentos de habilitación <u>compañías habilitadas Operadoras y Operadoras restringidas</u> | <u>Desde 19 de febrero hasta el 30 de abril de 2010</u> |
| Publicación de lista de compañías habilitadas <u>Operadoras y Operadoras restringidas</u> | <u>21 de mayo de 2010</u> |
| Observaciones a la lista de habilitación <u>Operadoras y Operadoras restringidas</u> | <u>hasta el 28 de mayo de 2010</u> |
| Publicación de lista definitiva de | <u>2 de junio de 2010</u> |

| | |
|---|---|
| habilitadas <u>Operadoras y Operadoras restringidas</u> | |
| <u>Presentación documentos de habilitación compañías habilitadas</u> | <u>Desde 19 de febrero hasta el 4 de junio de 2010</u> |
| <u>Publicación de lista preliminar de compañías habilitadas</u> | <u>Hasta el 11 de junio de 2010</u> |
| <u>Observaciones a la lista de habilitación de compañías habilitadas</u> | <u>Hasta el 16 de junio de 2010</u> |
| <u>Publicación de lista definitiva de compañías habilitadas</u> | <u>18 de junio de 2010</u> |
| Validación de las Ofertas | <u>Hasta el 30 de julio de 2010</u> |

6. Se modifica el segundo párrafo del numeral 3.2 Habilitación, así:

“(…)

Todos los documentos para la habilitación deberán presentarse en idioma español o traducido con sello de traductor oficial. Los documentos relacionados con la acreditación de la capacidad financiera, operacional, técnica, medio ambiental y social empresarial, podrán presentarse en idioma español o inglés.

Para efectos de la adjudicación, las compañías de países extranjeros que no son parte de la convención y aquellas que siendo parte de la convención, resulten en primer orden de elegibilidad, deberán presentar, dentro de los treinta (30) días siguientes a la publicación de la lista definitiva de elegibilidad, los documentos **presentados para su** habilitación debidamente traducidos, legalizados y consularizados o con apostille, respectivamente.

(…)”

7. Se modifican los párrafos 2º y 8º del numeral 3.2.7. Habilidadación de la Capacidad Financiera así:

“La Compañía Participante deberá presentar, el Balance General con sus notas, el Estado de Resultados de los tres (3) últimos años, debidamente auditados. Adicionalmente, la compañía puede optar por presentar estados financieros de un periodo intermedio, igualmente auditados. Esta información deberá presentarse en dólares de los Estados Unidos de América y, **deberá estar suscrita por el representante legal y contador y, si es del caso, por el revisor fiscal.**”

(…)

“Se exceptúan de la presentación de la documentación y evaluación financiera aquellas Compañías Participantes **o Consorcios que se habiliten como tal, en donde alguna de las compañías que lo conforman** aparezcan listadas en la última publicación “The Energy Intelligence Top 100: Ranking of the World's Top Oil Companies” emitida por la firma “Petroleum Intelligence Weekly” (PIW) o quienes demuestren a la ANH que en el último año obtuvieron una calificación de riesgo igual o superior a las establecidas en la siguiente tabla:

Tabla 2. Calificación de Riesgo

| Agencia Calificadora de Riesgo | Calificación |
|--------------------------------|--------------|
| Standard & Poor’s | BBB |
| Moody’s | Baa |
| Duff & Phelps | BBB |

(...)”

- 8.** Se modifica el párrafo 6º. del numeral 3.2.9. Habilitación de la Capacidad Operacional así:

(...)

Se exceptúan de esta evaluación aquellas Compañías Participantes **o Consorcios que se habiliten como tal, en donde alguna de las compañías que lo conforman** aparezcan en la última publicación “The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Top Oil Companies” emitida por la firma “Petroleum Intelligence Weekly” como Proponentes del tipo integrado o “Upstream”

(...)

- 9.** Se eliminan los párrafos 3º y 4º del numeral 3.2.9. Habilitación de la Capacidad Operacional.

- 10.** Se modifica el párrafo 4º del texto del numeral 3.2.9.1. Habilitación de la Capacidad Operacional así:

“(...)”

La Compañía Participante, que a la fecha de presentar documentación para habilitarse no tenga un contrato suscrito con la ANH y, cumpla con las

capacidades jurídica, financiera, técnica, medioambiental y responsabilidad social empresarial, pero que no cuente con **los pozos**, las reservas mínimas y requisitos de producción previstos en este numeral, podrá ser Adjudicatario de un único Contrato de Exploración y Producción de hidrocarburos como resultado de este Proceso de Selección.

(...)"

11. Se modifica el 2º párrafo del texto del numeral 3.2.9.3. Área tipo 3, así:

"(...)

Onshore y Offshore: Reservas probadas propias, reportadas en sus estados financieros, no inferiores a 50.000.000 de barriles de petróleo equivalente para el cierre del año **2009**.

(...)"

12. Se adicional el siguiente numeral a los términos de referencia, así:

"3.2.12. Excepción: Aquellas Compañías Participantes que pretendan habilitarse como Compañías Operadoras, están exentas de acreditar los requisitos de antigüedad y capacidad operacional, incluida la exigencia para bloques offshore, siempre y cuando cumplan con una de las siguientes condiciones: i) Que en los últimos diez (10) años hayan operado contratos Exploración y Producción (E&P) con inversiones superiores a USD 500.000.000 o ii) aquellas que tengan menos de cinco (5) años de creadas cuenten con activos superiores a USD 1.000.000.000 y sean Operadores de al menos cinco (5) contratos E&P.

13. Se modifica el párrafo 3º del numeral 4.3.3. Área Tipo 3, así:

"De presentarse observaciones a la misma, las Compañías Habilitadas Operadoras, o los Consorcios, podrán subsanarlas dentro del término señalado para el efecto por la ANH. La firma **evaluadora** contratada por la ANH mantendrá en depósito confidencial estas garantías.

14. Se modifica el 3º párrafo del texto del numeral 4.6.1. áreas tipo 1 y 3, así:

"(...)

En lo que respecta a los bloques del Área Tipo 1, cada Compañía Habilitada Operadora Restringida, Operadora o Consorcio en el que actúe en calidad

de Operadora, podrá ser adjudicatario de uno o más bloques, en todos los casos y de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.2.9.1. de estos Términos de Referencia, siempre y cuando la sumatoria de las áreas de los bloques contiguos a adjudicar no exceda 45.000 has. En caso de que la sumatoria del área de los bloques a adjudicar exceda el límite aquí establecido, la ANH procederá a adjudicar los bloques utilizando como criterio el mayor beneficio agregado para la Nación, en términos de inversión exploratoria.

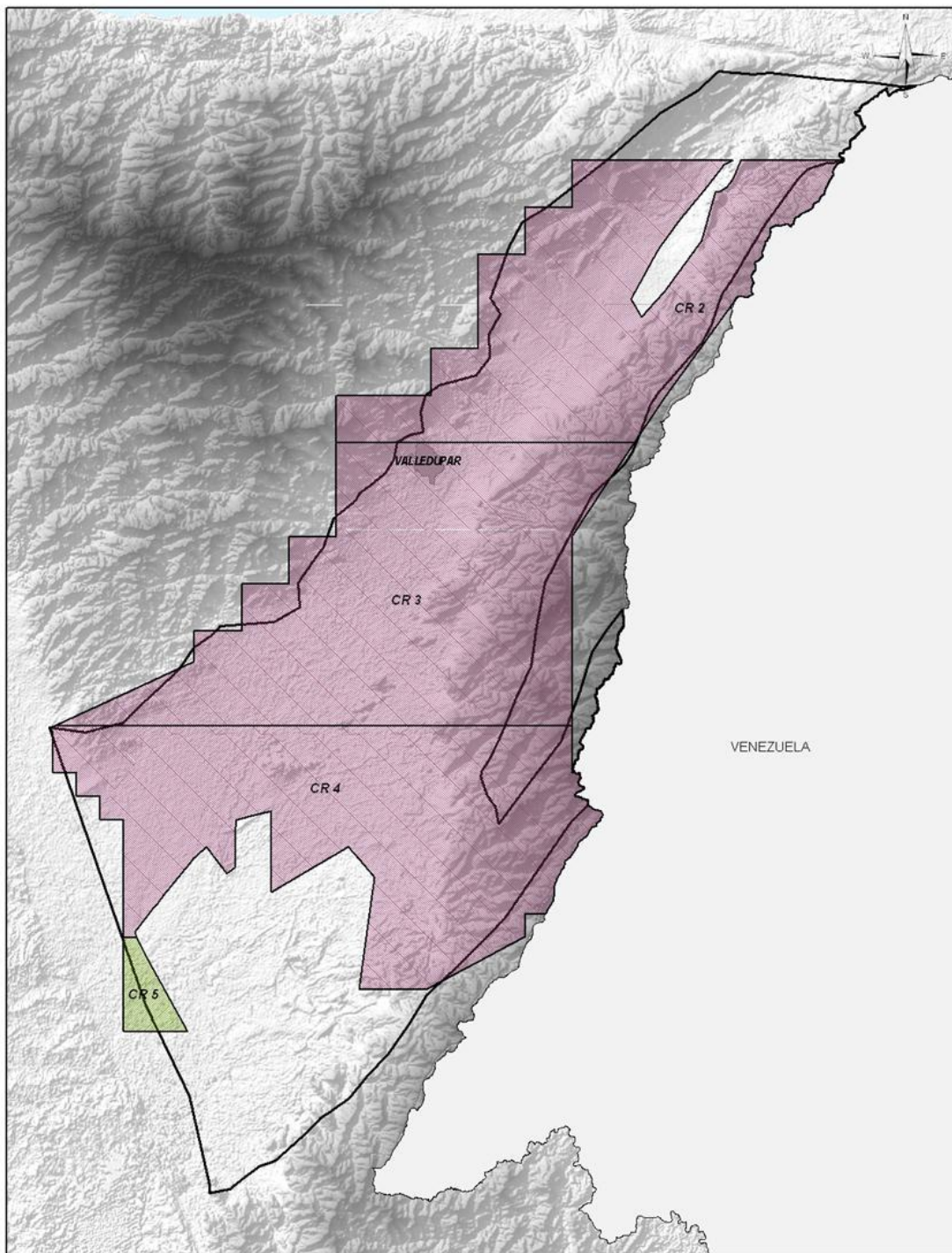
(...)”

- 15.** Se modifica parte último párrafo del numeral 4.7.3 Factores de adjudicación para compañías operadoras restringidas, así:

“(...)”

Cuando un Proponente restringido presente Ofertas a un número de bloques mayor a su capacidad operacional y se encuentre como primero y único en el orden de elegibilidad para un número mayor de bloques a los permitidos por su capacidad, para determinar el bloque en el cual quedaría como primero en orden de elegibilidad, se aplicará el procedimiento establecido en los numerales 2, 3 y 4 anteriores, en el mismo orden.

- 16.** Incluir como parte del anexo 2 el mapa correspondiente a la cuenca Cesar – Ranchería, así:



17. Se modifica el anexo 11 Perfil de la Empresa, así:

ANEXO 11 PERFIL DE LA EMPRESA

INFORMACIÓN FINANCIERA

| Concepto | Millones US\$ | | |
|-------------------------|---------------|-------|-------|
| | AÑO 1 | AÑO 2 | AÑO 3 |
| Ingresos Totales (1) | | | |
| Utilidad (pérdida) Neta | | | |
| Resultado Final de caja | | | |
| Patrimonio Total | | | |
| Deuda a Largo Plazo | | | |

INFORMACIÓN FINANCIERA

| Concepto | AÑO 1 | AÑO 2 | AÑO 3 |
|---|-------|-------|-------|
| Venta de Hidrocarburos (kBPED) (2) | | | |
| Reservas probadas de gas (MBPE) (3) | | | |
| Reservas probadas de Petróleo (Mbbbl) (4) | | | |

Información a dic/31 del año anterior

Nombre y Firma

Representante Legal
C.C.

- (1) Neto de regalías
- (2) Miles de barriles de petróleo equivalente por día
- (3) Millones de barriles de petróleo equivalente
- (4) Millones de barriles de petróleo

Nota 1: La coma (,) será utilizada para separar miles y el punto (.) como la separación decimal.

Nota 2: El Factor de la equivalencia será de cinco mil setecientos (5.700) pies cúbicos de gas, a condiciones estándar, por un (1) Barril de petróleo.

CAROLYNNA ARCE HERNÁNDEZ
Subdirector Técnico