



RONDA COLOMBIA 2014

ESTUDIO PREVIO QUE FUNDAMENTA EL OBJETO, EL ALCANCE Y LA VIABILIDAD TÉCNICA, JURÍDICA Y ECONÓMICO FINANCIERA DEL PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DE CONTRATISTAS "RONDA COLOMBIA 2014"

1. Competencia

De conformidad con el Decreto Ley 4137 de 2011, que modificó la naturaleza jurídica de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la Entidad tiene como objetivo administrar integralmente las reservas y los recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos, y contribuir a la seguridad energética nacional.

Por su parte, el Decreto 714 de 2012, en desarrollo de los Decretos Leyes 1760 de 2003 y 4137 de 2011, atribuye a la ANH, entre otras, las siguientes funciones:

- 1.1. Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, con excepción de los contratos de asociación que celebró Ecopetrol hasta el 31 de diciembre de 2003, así como hacer el seguimiento a la satisfacción de todas las obligaciones estipuladas en ellos.
- 1.2. Asignar áreas para exploración y/o explotación de hidrocarburos con sujeción a las modalidades y tipos de contratos que la Entidad adopte para este propósito.

El artículo 76 de la Ley 80 de 1993 prescribe que los contratos de exploración y explotación de recursos naturales renovables y no renovables, así como los concernientes a la comercialización y demás actividades comerciales e industriales propias de las entidades estatales a las que correspondan las competencias en estas materias, se rigen por la legislación especial aplicable a las mismas.

La misma disposición agrega que las entidades estatales dedicadas a esas actividades deben determinar en sus reglamentos internos el procedimiento de selección de los contratistas, las cláusulas excepcionales que deben pactarse, las cuantías y los trámites a que deben sujetarse tales contratos.





En consonancia con la citada norma legal, mediante Acuerdo 4 de 2012, el Consejo Directivo de la ANH adoptó el Reglamento de Contratación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, en el cual dispuso que, por regla general, la asignación de Áreas para Exploración y Producción mediante contratos de Evaluación Técnica, TEA, de Exploración y Producción propiamente dichos, E&P, y Especiales debía llevarse a cabo mediante procedimientos competitivos abiertos de selección objetiva de los contratistas.

Como ha sido tradicional cada dos (2) años desde el 2007, en sesión celebrada el 21 de noviembre de 2013, como consta en Acta No. 10, el Consejo Directivo de la ANH dispuso realizar la denominada "Ronda Colombia 2014" para asignar un conjunto importante de Áreas, tanto Continentales como Costa Afuera, y prospectivas para Yacimientos Convencionales como No Convencionales, incluidos Yacimientos Descubiertos que no han sido explotados, Procedimiento que posteriormente, en reunión de 3 de febrero del año en curso, se incorporó al Plan de Acción del 2014.

2. **Justificación**

El Plan Nacional de Desarrollo -adoptado mediante la Ley 1450 de 2011- impuso como meta del sector de hidrocarburos para el cuatrienio 2011-2014, la celebración de doscientos cinco (205) contratos, la perforación de quinientos setenta (570) pozos exploratorios del tipo A3 y una producción de un millón cuatrocientos veinte mil (1.420.000) barriles diarios de petróleo equivalente.

Por su parte, el Plan Estratégico Sectorial precisó esas metas del período 2011-2014, así:

- Suscripción de doscientos cinco (205) nuevos contratos de exploración y explotación petrolera.
- Perforación de quinientos setenta (570) nuevos pozos exploratorios.
- Incremento de la producción promedio diaria de crudo a un millón ciento cincuenta mil (1.150.000) barriles de petróleo diarios, a 31 de diciembre de 2014.
- Aumento de la producción promedio diaria de gas a mil trescientos cincuenta (1.350) millones de Pies Cúbicos Estándar, también a 31 de 2014.

Para finales del año 2013, se habían celebrado ciento treinta y dos (132) contratos nuevos, cifra que representa un sesenta y cuatro por ciento (64%) del total proyectado para el cuatrienio.

Para alcanzar las metas reseñadas e incrementar el conocimiento geológico del País, se impone desarrollar un nuevo procedimiento de selección de contratistas y de asignación de Áreas, encaminado a escoger los mejores ofrecimientos para el interés general y el particular





de la ANH, en términos de mayor inversión en exploración y más alta participación en la producción.

El procedimiento de selección de contratistas por emprender en el año 2014 pretende además dinamizar el sector de servicios petroleros y atraer nuevas tecnologías, además de que representa una oportunidad interesante para los inversionistas, especialmente, aquellos que ya tienen presencia en Colombia, mediante contratos de exploración y explotación E&P vigentes.

Yacimientos No Convencionales (YNC)

El mismo Plan de Desarrollo 2010 - 2014 impuso también aprovechar de manera responsable la riqueza nacional en materia de recursos naturales del sector minero-energético, con el fin de generar crecimiento sostenible y mayor equidad social, regional e intergeneracional.

Precisamente entre los lineamientos estratégicos para impulsar el crecimiento económico sostenible y generar empleo, el mismo Plan de Desarrollo se propuso identificar y materializar el potencial del País en materia de Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos, con el propósito de identificar nuevos yacimientos, incrementar las reservas, atender al abastecimiento interno en los años venideros, e, inclusive, generar excedentes exportables.

Precisamente, en procura de incentivar la exploración y la producción de hidrocarburos provenientes de esos Yacimientos, la Ley 1530 de 2012 -que reguló el Sistema General de Regalías-, fijó en un sesenta por ciento (60%) las aplicables a los mismos, con respecto de la que rige para los originados en fuentes convencionales.

Mediante Resolución 18 0742 del 2012, el Ministerio de Minas y Energía fijó los procedimientos y las reglas técnicas aplicables a la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, que actualmente se encuentra en proceso de revisión y ajuste, en cumplimiento del Decreto 3404 de 2013, al tiempo que las autoridades con competencia en estos asuntos prepararon una reglamentación especial en materia ambiental y de protección de los recursos naturales, habida cuenta del mayor impacto que tiene la exploración y producción de tales yacimientos en ellos y en el medio ambiente. El proyecto en cuestión fue sometido a observaciones y sugerencias de los interesados y debe ser expedido próximamente.

Para establecer los términos y las condiciones en los que debe tener lugar el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales, la ANH contrató un estudio especializado con la firma *Information Handling Services, IHS*. Entre sus conclusiones, el referido Estudio puso de presente cómo, por tratarse de una actividad intensiva en términos de requerimientos de capital, sometida a técnicas especiales de exploración y producción, y que impone acciones particulares para proteger el medio ambiente y los recursos naturales renovables, debía





adoptarse un tratamiento diferencial en materias tales como el derecho económico por concepto de precios altos, para el que se adoptó partir de un precio base de ochenta y un dólares americanos (USD 81) de 2012; un período exploratorio de nueve (9) años, prorrogables, dividido en fases acordes con el desarrollo de tales yacimientos, que tomen en consideración hitos específicos para adoptar las determinaciones inherentes a los resultados de las distintas actividades exploratorias: a) topografía, geofísica, geoquímica y sísmica. b) perforación vertical. c) perforación horizontal con estimulación hidráulica limitada, y d) estimulación hidráulica múltiple; lo mismo que un período de producción de treinta (30) años, prorrogables.

Dicho Estudio fue inicialmente considerado por el Consejo Directivo de la ANH, en reunión celebrada el 23 de mayo de 2013, como consta en el Acta No. 5.

El mismo Estudio, denominado "*The Unconventional Frontier South America Prospects for Shale Gas and CBM*", elaborado el 14 de diciembre de 2012, constituyó punto de partida para establecer las perspectivas de exploración de Yacimientos No Convencionales, incluido el gas metano asociado a mantos de carbón, CBM, en términos comparativos con otros países del área.

Actividades Costa Afuera (*Offshore*)

En materia de exploración costa afuera en aguas profundas, la ANH contrató también un estudio de competitividad, elaborado por la firma Wood Mckenzie en diciembre de 2013, donde se formularon recomendaciones en materia fiscal y de regalías.

La Entidad ha identificado tres (3) tipos de "*plays*"¹ (oportunidades exploratorias), en una columna de agua de aproximadamente tres mil (3.000) metros. Las profundidades de reservorio se estiman entre doce mil (12.000) y dieciocho (18.000) pies, y que corresponden a estructuras en Flor y/o a reservorios de carbonatos y/o turbiditas, las áreas se ubican a trescientos (300) Kilómetros de la península de La Guajira aproximadamente.

Con fundamento en la información disponible, se adoptó una escala en las áreas costa afuera de cien (100) Kilómetros de largo por sesenta (60) de ancho, para acometer actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Las áreas identificadas pueden generar interés en compañías especializadas en perforación en aguas profundas, todo con el fin de contribuir a obtener el volumen de hidrocarburos que requiere el futuro energético nacional.

¹ Play: es un modelo inicial que combina un cierto número de factores geológicos, con el resultado de la existencia de acumulaciones de hidrocarburos en un determinado nivel estratigráfico de la cuenca.

De esta forma se define "play" como un conjunto de áreas no perforadas que, en principio, se cree comparten un almacén común, un sello regional y un sistema de carga de petróleo.





Se trata de trece (13) áreas costa afuera, con dimensión de diez mil Kilómetros cuadrados (10.000 Km²), en promedio, para ser ofrecidas en el marco de un procedimiento competitivo de selección de contratistas. Los programas exploratorios por acometer en esas áreas deben confiarse a compañías con amplia capacidad técnica y operacional y económico financiera, habida cuenta de la complejidad de las actividades y el alto costo de la fase exploratoria.

Yacimientos Descubiertos. (YD)

Se trata de descubrimientos que no fueron materia de declaración de comercialidad, al punto que las áreas correspondientes fueron devueltas a la ANH, bien por razones técnicas o por motivos económicos, que han variado con el transcurso del tiempo, de manera que actualmente pueden ser desarrollados en condiciones favorables para el País, en cuanto permitan incrementar las reservas y la producción.

2. Procedimiento de Selección Adoptado

Con fundamento en el numeral 9.1 del artículo 9 del Acuerdo 4 de 2012, Reglamento de Contratación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, para asignar las Áreas seleccionadas, la ANH estima procedente llevar a cabo Procedimiento Competitivo Abierto de Selección de Contratistas, con el propósito de promover la participación del mayor número de empresas nacionales y extranjeras especializadas en la materia y de alcanzar la más amplia competencia entre ellas, en procura de obtener las mejores condiciones contractuales para el Estado y la Entidad, en términos de inversiones en exploración y de participación en la producción.

Se proyecta asignar por lo menos un treinta y cinco por ciento (35%) del total de áreas ofrecidas en el certamen.

El Cronograma proyectado para el desarrollo del procedimiento se consigna a continuación:

Actividad		Fecha	
Etapas de Divulgación e Información			
Lanzamiento del Procedimiento en Bogotá		19-02	
Taller de Oportunidades Exploratorias		20-02	
Publicación Proyecto de Términos de Referencia		21-02	
Giras y Presentaciones ("Road Shows")	Calgary	27 / 28	02
	Houston	3 al 7	03
	Londres	17 / 18	03
	Beijing	31 / 1	03 / 04
	Yakarta	3 / 4	04
Publicación Proyectos de Minutas de Contratos		19-03- 2014	





Actividad	Fecha
Sesiones del Cuarto de Datos ("Data Room")	
Observaciones/Sugerencias Proyecto Términos de Referencia	De 21-02 a 21-03
Respuestas de la ANH	07-04
Apertura Procedimiento / Publicación Términos de Referencia Definitivos	11-04
Etapas de Habilitación de Interesados	
Observaciones/Sugerencias Términos de Referencia Definitivos	De 11-04 a 25-04
Respuestas de la ANH	De 30-04 a 15-05
Fecha Límite Publicación Adendas, salvo Cronograma	15-05
Presentación Documentos para Habilitación de Proponentes	De 16-05 a 12-06
Estudio de Documentos y publicación lista preliminar habilitados	De 12-06 a 27-06
Observaciones a Lista Preliminar de Proponentes Habilitados	De 27-06 a 03-07
Publicación Lista Definitiva de Proponentes Habilitados	08-07
Etapas de Presentación y Validación de Propuestas y Adjudicación de Contratos	
Depósito Propuestas / Garantías de Seriedad / Audiencia de apertura de Propuestas	23-07
Validación de Propuestas	De 24-07 a 27-07
Publicación Lista Preliminar de Elegibilidad de Propuestas	28-07
Observaciones a la lista preliminar de elegibilidad	De 28 a 30-07
Publicación lista definitiva y Adjudicación o declaratoria de Desierta de las Áreas	30-07
Etapas de Celebración de Contratos	
Suscripción de Contratos	Desde 31-07

3. Portafolio de Oportunidades

Con fundamento en los trabajos de IHS CERA y Wood Mckenzie, así como a partir de los Estudios Regionales acometidos por la propia ANH durante los años 2012 y 2013, mediante sensoramientos remotos; actividades sísmicas; interpretación sismoestratigráfica; perforación de pozos estratigráficos y "Slim Holes"; análisis petrográficos, bioestratigráficos, geoquímicos, petrofísicos y radiométricos; cartografía geológica; de estudios de interpretación de la información adquirida y de preparación de paquetes de información técnica, la Entidad identificó un portafolio de oportunidades en las siguientes áreas de interés:

- **Prospectivas para Yacimientos Convencionales** de Hidrocarburos, Continentales y Costa Afuera, incluidas las destinadas a la evaluación de Yacimientos Descubiertos. (YD)
- **Áreas prospectivas para Yacimientos No Convencionales** de Hidrocarburos

Ese portafolio condujo a la identificación de Áreas de interés con una superficie total de dieciséis millones quinientas veinte mil quinientas noventa y seis (16.520.596) hectáreas.





Dichas Áreas se encuentran situadas en las cuencas Caguán-Putumayo, CAG-PUT; Catatumbo, CAT; Colombia, COL; Cordillera Oriental, COR; Chocó, CHO; Chocó Costa Afuera, CHO OFF, Guajira, GUA; Guajira Costa Afuera, GUA OFF; Llanos, LLA; Sinú - San Jacinto, SIN-SJ; Sinú Costa Afuera, SIN OFF; Tumaco, TUM; Tumaco Costa Afuera, TUM OFF; Valle Inferior del Magdalena, VIM; Valle Medio del Magdalena, VMM, y Valle Superior del Magdalena, VSM.

El total de Áreas por asignar en desarrollo de la "Ronda Colombia 2014" asciende a noventa (90), de las cuales setenta y seis (76) son Continentales y catorce (14) Costa Afuera ("Off shore").

Dichas Áreas se clasifican como se establece a continuación:

→ Según la Información Técnica

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

Tipo 1: Ubicadas en cuencas maduras, respecto de las cuales existe adecuado conocimiento geológico. Serán asignadas bajo Contratos de Exploración y Producción -E&P-. De las noventa (90) Áreas por asignar, cuarenta y ocho (48) pertenecen a este Tipo, cuarenta y uno (41) Continentales y siete (7) Costa Afuera. De las cuarenta y uno (41) Continentales, once (11) corresponden a Yacimientos Descubiertos.

Tipo 2: Situadas en cuencas frontera, respecto de las cuales existe un conocimiento geológico que permite pronosticar la presencia de hidrocarburos. Se proyectan asignar también bajo Contratos de Exploración y Producción -E&P-. Diecinueve (19) de las noventa (90) Áreas por asignar pertenecen al Tipo 2 y son Continentales prospectivas para Yacimientos No Convencionales.

Tipo 3: Ubicadas en cuencas frontera, respecto de las cuales existe escaso o ningún conocimiento geológico. Serán asignadas bajo Contratos de Evaluación Técnica -TEA-. De las noventa (90) Áreas por asignar, veintitrés (23) son del Tipo 3. De ellas, dieciséis (16) son Continentales y siete (7) Costa Afuera, todas prospectivas para Yacimientos Convencionales.

→ Según el Tipo de Yacimiento

De las noventa (90) Áreas por asignar, diecinueve (19) del Tipo 2, Continentales, han sido seleccionadas para Exploración y Producción de Yacimientos No Convencionales.

No obstante, si en el curso de la ejecución del respectivo Contrato de Exploración y Producción -E&P-, las actividades exploratorias acometidas permiten concluir prospectividad de





Yacimientos Convencionales, el Contratista está facultado para explorarlos y explotarlos, en los términos y condiciones estipulados en el respectivo negocio jurídico.

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

Programas Exploratorios Mínimos por Tipo de Área y de Yacimiento

La ANH ha establecido los siguientes Programas Exploratorios Mínimos para las Áreas objeto de evaluación, exploración y explotación, discriminados según su Tipo y el de los correspondientes Yacimientos, así como el término para ejecutar las actividades y realizar las inversiones pertinentes:

→ Áreas Tipo 1 - Continentales - Yacimientos Convencionales - Contratos de Exploración y Explotación, E&P

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

- Sísmica 2D:
Mínimo doscientos kilómetros (200 Km.)
- Un (1) Pozo Exploratorio

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

- Sísmica 3D
Mínimo cien kilómetros cuadrados (100 km²).
- Dos (2) Pozos Exploratorios

→ Áreas Tipo 1 - Costa Afuera - Yacimientos Convencionales – Contratos de Exploración y Producción, E&P

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

- Sísmica 3D:
Mínimo mil kilómetros cuadrados (1.000 km²) o su equivalente en sísmica 2D.
- Ochenta (80) ensayos de "Piston Core".





- ✓ **Segunda Fase:** Sesenta (60) meses de duración.
 - Dos (2) Pozos Exploratorios
- ✓ **Tercera Fase:** Treinta y seis (36) meses de duración.
 - Pruebas de formación de los pozos exploratorios perforados.

Áreas Tipo 1 - Evaluación de Yacimientos Descubiertos - Contratos de Exploración y Explotación E&P

- ✓ **Primera Fase:** Doce (12) meses de duración
 - Reprocesamiento de la información sísmica existente y re-evaluación petrofísica.
- ✓ **Segunda Fase:** Veinticuatro (24) meses de duración
 - Reingreso "Re-Entry" o un (1) Pozo Exploratorio.

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

- ✓ **Primera Fase:** Treinta y seis (36) meses de duración
 - Sísmica 2D
Mínimo doscientos kilómetros (200 km.) o reprocesamiento de la sísmica existente.
 - Dos (2) Pozos Exploratorios o Estratigráficos
- ✓ **Segunda Fase:** Treinta y seis (36) meses de duración
 - Cuatro (4) Pozos Exploratorios.
- ✓ **Tercera Fase:** Treinta y seis (36) meses de duración
 - Cuatro (4) Pozos Exploratorios.

→ Áreas Tipo 3: Continentales - Yacimientos Convencionales - Contratos de Evaluación Técnica, TEA

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





- Mapeo de anomalías hidrocarbúricas a partir de geoquímica de superficie sobre la extensión total del Área.
- Sísmica 2D
Mínimo doscientos kilómetros (200 km.)
- Un (1) Pozo Estratigráfico hasta profundidad de basamento.

→ **Áreas Tipo 3: Costa Afuera -Yacimientos Convencionales - Contratos de Evaluación Técnica, TEA**

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

- Ochenta (80) ensayos de "Piston Core".
- Sísmica 2D
Mínimo seis mil kilómetros (6.000 Km.)

No obstante, previa aprobación expresa y escrita de la **ANH**, en la ejecución de los programas sísmicos pueden realizarse equivalencias entre 2D y 3D, mediante la aplicación del factor de conversión 1.6.

Todos los Pozos Exploratorios deben ser del Tipo A3.

4. **Mapa**

Con base en los estudios técnicos, sociales y ambientales, se perfiló el mapa de áreas por ofrecer en la Ronda Colombia 2014, que puede consultarse en la siguiente dirección electrónica:

Y:\Datos Geograficos\temp2014\IMAGENES\2M_RONDA_2014_5P_030214.png

5. **Inversiones Requeridas**

De acuerdo con las dificultades logísticas que presenta cada una de las cuencas, desde los puntos de vista de complejidad técnica de la exploración, facilidades de acceso y aspectos sociales, se calcularon los precios unitarios para las distintas actividades de los programas exploratorios.

6. **Requisitos de Capacidad**





6.1 Capacidad Técnica y Operacional

El Proponente Individual o el Operador en casos de Proponentes Plurales, que aspire a presentar Propuesta en desarrollo de la "Ronda Colombia 2014", debe acreditar que cuenta con la Capacidad Técnica y Operacional requerida, en términos de niveles de producción, volúmenes de reservas y pozos perforados, de los cuales resulte posible suponer que tiene experiencia para conducir las operaciones del o de los Contratos proyectados, con arreglo a las mejores prácticas y las más recientes tecnologías de la industria petrolera.

No obstante, quedan exceptuados de evaluación para establecer la Capacidad Técnica y Operacional los Proponentes Individuales y el Operador en casos de Proponentes Plurales, que figuren en la última publicación "The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World's Top Oil Companies" de "Petroleum Intelligence Weekly", como empresas del tipo integrado o "Upstream".

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

Los requisitos para acreditar Capacidad Técnica y Operacional varían en función del Tipo de Área y de Yacimiento, así:

→ Áreas Tipo 1 - Continentales para Yacimientos Descubiertos

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

→ Áreas Tipo 1 - Continentales con prospectividad para Yacimientos Convencionales

- Mínimo dos (2) pozos perforados en los últimos tres (3) años.





- Reservas Probadas propias, para el último período fiscal, reportadas en los Estados Financieros, no inferiores a dos millones de barriles de petróleo equivalentes (2 MBPE).
 - Producción Mínima Operada de un mil barriles de petróleo equivalentes por día (1.000 BPED). Debe haber sido alcanzada en cualquier oportunidad durante los tres (3) años inmediatamente anteriores a la fecha de presentación de los documentos para habilitación, oportunidad en la cual el Proponente Individual o el Operador, en casos de Proponentes Plurales, debe tener en operación alguna producción, aún inferior a la exigida.
- **Áreas Tipo 3 - Continentales con prospectividad para Yacimientos Convencionales**
- Reservas Probadas propias, para el último ejercicio fiscal, reportadas en los Estados Financieros, no inferiores a cinco millones de barriles de petróleo equivalentes (5 MBPE).
 - Producción Mínima Operada de cinco mil barriles de petróleo equivalentes por día (5.000 BPED). Debe haber sido alcanzada en cualquier oportunidad durante los tres (3) años inmediatamente anteriores a la fecha de presentación de los documentos para habilitación, oportunidad en la cual el Proponente Individual o el Operador, en casos de Proponentes Plurales, debe tener en operación alguna producción, aún inferior a la exigida.
- **Áreas Tipo 1 - Costa Afuera ("Offshore") con prospectividad para Yacimientos Convencionales**
- **Áreas Tipo 2 - Continentales con prospectividad para Yacimientos No Convencionales, y**
- **Áreas Tipo 3 - Costa Afuera ("Offshore") con prospectividad para Yacimientos Convencionales**
- Reservas Probadas propias, para el último ejercicio fiscal, reportadas en los Estados Financieros, no inferiores a cincuenta millones de barriles de petróleo equivalentes (50 MBPE).
 - Producción Mínima Operada de veinte mil barriles de petróleo equivalentes por día (20.000 BPED). Debe haber sido alcanzada en cualquier oportunidad durante los tres (3) años inmediatamente anteriores a la fecha de presentación de los documentos para habilitación, oportunidad en la cual el Proponente Individual o el Operador, en casos de Proponentes Plurales, debe tener en operación alguna producción, aún inferior a la exigida.

6.2 Capacidad Económica y Financiera





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

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

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

Dónde:

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

El Patrimonio Neto Residual del Proponente Individual o de los integrantes de Proponentes Plurales corresponde al obtenido del diligenciamiento del Formato denominado precisamente Patrimonio Neto Residual.

Para determinar el Rango de Endeudamiento del Proponente Individual o de los integrantes de Proponentes Plurales, conforme a la Tabla que se consigna a continuación, se debe diligenciar el Formato denominado Capacidad de Endeudamiento.

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

Por su parte, para determinar la Cobertura del Servicio de la Deuda del Proponente Individual o de los integrantes de Proponentes Plurales, conforme a la Tabla que se consigna a continuación, se debe diligenciar el Formato denominado precisamente Cobertura del Servicio de la Deuda.

Deuda Neta / Servicio de la Deuda	Rango Cobertura Servicio Deuda
<= 1.2	1,00
1.2 <= 2.0	0,67





2.0 <= 3.0	0,33
> 3.0	0

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

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

Agencia Calificadora de Riesgo	Calificación
Standard & Poor's	BBB
Moody's	Baa
Fitch Ratings ⁽¹⁾	BBB

(1) Calificación equivalente a AAA en el caso de escala Colombiana

La Capacidad Económico Financiera exigida al Proponente Individual o Plural para la Habilitación varía en función del Tipo de Área y de Yacimiento, así:

→ Áreas Tipo 1

- Continentales - Yacimientos Descubiertos - Contratos de Exploración y Producción, E&P

La Capacidad Económico Financiera debe ser igual o superior a dos millones de dólares de los Estados Unidos de América (USD\$2.000.000), por cada Área propuesta.

- Continentales, prospectivas para Yacimientos Convencionales-Contratos de Exploración y Producción, E&P

La Capacidad Económico Financiera debe ser igual o superior a seis millones de dólares de los Estados Unidos de América (USD\$6.000.000), por cada Área propuesta.

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





La Capacidad Económico Financiera debe ser igual o superior a doscientos millones de dólares de los Estados Unidos de América (USD\$200.000.000), por cada Área propuesta.

→ **Áreas Tipo 2** - Continentales con prospectividad para Yacimientos No Convencionales- Contratos de Exploración y Producción, E&P

La Capacidad Económico Financiera debe ser igual o superior a doscientos millones de dólares de los Estados Unidos de América (USD\$200.000.000), por cada Área propuesta.

→ **Áreas Tipo 3**

- Continentales con prospectividad para Yacimientos Convencionales -Contratos de Evaluación Técnica, TEA

La Capacidad Económico Financiera debe ser igual o superior a veinte millones de dólares de los Estados Unidos de América (USD\$20.000.000), por cada Área propuesta.

- Costa Afuera (*Offshore*), prospectivas para Yacimientos Convencionales – Contratos de Evaluación Técnica, TEA

La Capacidad Económico Financiera debe ser igual o superior a doscientos millones de dólares de los Estados Unidos de América (USD\$200.000.000), por cada Área propuesta.

6.3 Criterios De Adjudicación

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

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

→ **Áreas Tipo 1**

- Continentales para Yacimientos Descubiertos
- Continentales con prospectividad para Yacimientos Convencionales
- Costa Afuera (*Offshore*) con prospectividad para Yacimientos Convencionales, y

Factor Primario:

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





hasta cien (100).

Factor Secundario:
(Criterio de Desempate)

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

→ **Áreas Tipo 2**

- Continentales con prospectividad para Yacimientos No Convencionales

→ **Tipo 3**

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

Factor Primario:

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

Factor Secundario:
(Criterio de Desempate)

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

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

6.4 Restricciones Ambientales y Presencia de Comunidades o Grupos Étnicos

La ANH realizó un análisis de planificación socio ambiental de las Áreas objeto de la *Ronda Colombia 2014*, como consta en documento con número de radicación 20142400004663, según el Tipo en que fueron clasificadas, en cuyo texto no solamente se relacionaron las restricciones en materia ambiental o de recursos naturales, sino la ubicación del Área en la repartición territorial correspondiente, sino que se contemplaron escenarios de posibles restricciones que pueden establecerse en el futuro en la superficie de cada una.

Concretamente se examinaron los siguientes aspectos:

6.4.1. Áreas protegidas a Nivel Regional y de orden Nacional





Durante el año 2013, la ANH adelantó un proceso de actualización de la información sobre áreas protegidas a nivel regional, en jurisdicción de las Corporaciones Autónomas Regionales y de Desarrollo Sostenible -CARS- del país.

Para el efecto, la Entidad partió de los convenios existentes con la Unidad Administrativa Especial de Parques Naturales de Colombia, adscrita al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, que facilitan el intercambio de información entre las partes, lo que permitió actualizar la información espacial del Registro Único Nacional de Áreas Protegidas, RUNAP que administra la citada Unidad, en el que se inscribe la totalidad de las áreas protegidas del País, incluidas tanto las públicas como las privadas, Reservas Naturales de la Sociedad Civil. Dicha revisión, así como la proveniente de reuniones con las diferentes Corporaciones Autónomas Regionales dieron lugar a la revisión de los linderos preliminares de las áreas seleccionadas para la "Ronda Colombia 2014", pues en algunos casos se superponían con algunas de tales superficies protegidas.

6.4.2 Reservas Forestales establecidas por la Ley 2 de 1959 y Ecosistemas Estratégicos

Pese a que las reservas forestales, reguladas por la Ley 2ª de 1959, no comportan por sí mismas restricción al desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, sí constituyeron información de referencia útil para la delimitación de las Áreas por asignar en desarrollo de la "Ronda Colombia 2014". En estos casos es posible obtener permiso de sustracción parcial y/o temporal para emprender labores de esta naturaleza.

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible Adicionalmente puso a disposición de la ANH, en formato de archivo informático, los ecosistemas estratégicos seleccionados como páramos, los territorios que forman parte del Humedal Ramsar, que el artículo 202 de la Ley 1450 de 2011, Plan de Desarrollo, excluyó de cualquier actividad en materia de hidrocarburos, así como aquellos denominados "Reservas de Recursos Naturales" en el marco del Decreto 1374 de 2013 y la Resolución 705 del 28 de junio del mismo año, expedida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

En efecto, las normas reseñadas definieron una serie de polígonos temporales como "Reservas de Recursos Naturales", que corresponden a los siguientes tipos de Ecosistemas Estratégicos:

- Sitios prioritarios para conservación.
- Áreas de especial importancia ecológica para conservación de los recursos hídricos.
- Ecosistemas de praderas de pastos marinos presentes en las zonas marinas costeras.
- Ecosistemas de bosque seco tropical.

Con arreglo a las disposiciones que regulan tales Reservas, estos polígonos tienen la particularidad de ser áreas excluidas temporalmente de toda actividad de minería.





La temporalidad de las restricciones está referida a un (1) año prorrogable a dos (2), y tiene por objeto que durante ese tiempo las autoridades ambientales avancen en procedimientos de delimitación y declaración de "áreas protegidas", circunstancia que puede dar lugar a nuevas restricciones en el futuro, aplicables no solamente a las actividades mineras, sino a cualesquiera otras que comporten riesgo de daño o deterioro del ambiente y de los recursos naturales.

Los archivos informáticos que entregó a la ANH el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, para analizar las "Reservas Forestales" regidas por Ley 2ª de 1959 y "Reservas de Recursos Naturales" fueron tenidos en cuenta para perfilar las áreas.

Como se señaló, estas Reservas no comportan restricción actual para el desarrollo de actividades de exploración y producción en las Áreas seleccionadas para asignar en desarrollo de la "Ronda Colombia 2014", de manera que no requieren ser modificadas o re-delimitadas, pero sí están sometidas a previsiones especiales que es preciso tomar en consideración.

Existen además diversos "Planes Generales de Ordenamiento Forestal", adoptados por distintas autoridades ambientales de nivel regional. La ANH los identificó y posicionó dentro de las coordenadas de las Áreas por asignar, como referencia forzosa de la actividad forestal (usos forestales) en algunas de ellas, no obstante que no necesariamente implican restricciones específicas para el desarrollo de labores de exploración y explotación de hidrocarburos.

También se llevó a cabo un ejercicio técnico con la Dirección de Costas, Mares y Recursos Acuáticos del mismo Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, para verificar posible superposición de las Áreas seleccionadas para la "Ronda Colombia 2014" con ecosistemas de coral, manglar y pastos marinos.

Como resultado del referido ejercicio, se pudo establecer que tales Áreas no comprenden manglares ni corales, con lo que se respeta el Plan de Desarrollo. En lo que corresponde a los pastos marinos, se prepara reglamentación especial que habrá de ser respetada.

6.4.3. **Sistema de Parques Nacionales y Portafolio de Prioridades de Conservación**

La ANH en conjunto con la Unidad Administrativa Especial de Parques Nacionales Naturales de Colombia, realizó labores con el propósito de:

- ✓ Actualizar la información relacionada con las áreas que conforman el Sistema Nacional de Parques Nacionales; y





- ✓ Establecer un instrumento de diálogo para tener conocimiento e intercambiar criterios en eventos de ampliación del mismo.

Como resultado de este trabajo, la ANH cuenta con información actualizada, que incorpora la reciente ampliación del Parque Nacional Serranía de Chiribiquete y la declaratoria del Parque Nacional Corales de Profundidad y del Santuario de Fauna Playón y Playona de Acandí, como nuevas áreas protegidas.

Ninguna de las Áreas proyectadas para ofrecer en la Ronda Colombia 2014 se superpone con extensiones del Sistema de Parques Nacionales Naturales.

En el marco de los acuerdos de intercambio de información entre las dos entidades, la Unidad Administrativa Especial de Parques Nacionales remitió a la ANH los archivos informáticos que le permitieron actualizar la base de información sobre la materia.

6.4.4. Planes de Ordenamiento de Cuencas

Una de las figuras del ordenamiento ambiental territorial que ha generado mayor preocupación por las restricciones que genera, son los planes de ordenamiento de cuencas, adoptados por autoridades ambientales regionales y priorizados por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, que adquirieron nuevo impulso y posicionamiento con la expedición del Decreto 1640 de 2012.

Por consiguiente, para el análisis socio-ambiental de las áreas que serán ofrecidas en la "Ronda Colombia 2014", se acometió no solamente un análisis de eventuales superposiciones de superficie con territorios incorporados en los Planes de Manejo y Ordenamiento de las Cuencas, POMCAS adoptados, sino en cuencas hidrográficas que en criterio del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible deben ser objeto de ordenamiento especial en el corto plazo.

Para el efecto se contó con archivos informáticos suministrados por la Dirección de Gestión Integral del Recurso Hídrico del citado Ministerio.

Adicionalmente, en reuniones con las veintitrés (23) autoridades ambientales regionales, la ANH revisó y evaluó el alcance de los distintos tipos de restricciones o reglamentaciones que incorporan los Planes de Manejo y Ordenamiento de Cuencas, POMCAS vigentes, para cuyo efecto dispuso de la correspondiente información cartográfica. En total se evaluaron treinta y siete (37) Planes de Ordenamiento de Cuencas Hidrográficas.

Algunos de ellos contemplan zonas con restricciones específicas para el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, circunstancia que obligó a revisar los límites de las áreas por ofrecer.





Su delimitación definitiva no incorpora zonas con esas restricciones.

6.4.5. **Cables de fibra óptica en el fondo marino**

La Dirección General Marítima, DIMAR, proporcionó a la ANH información en archivo informático sobre la ubicación de cables de fibra óptica, boyas de información oceanográfica, y ayudas para la navegación.

Los datos correspondientes se consignaron en los mapas de cada una de las áreas costa afuera por ofrecer, con la mención específica del tipo de restricción vigente, especialmente la aplicable a los cables submarinos.

6.4.6 **Títulos Mineros**

La Agencia Nacional de Minería, proporcionó información cartográfica para localizar, respecto de cada una de las áreas por ofrecer, los siguientes datos:

- Títulos Mineros vigentes
- Solicitudes de Títulos
- Solicitudes de Legalización de Títulos, Ley 685 de 2001
- Solicitudes de Legalización de Títulos, Ley 1382 de 2010
- Áreas de Inversión del Estado
- Zonas de Reserva Especial

La información pertinente fue igualmente incorporada respecto de cada una de las áreas por ofrecer en desarrollo de la Ronda 2014.

6.4.7 **Caladeros de Pesca**

Como resultado del trabajo conjunto con la Autoridad Nacional de Pesca y Acuicultura AUNAP, se identificaron los distintos caladeros de pesca ubicados en territorio colombiano, que fueron incorporados gráficamente sobre las áreas costa afuera.

Aunque estos caladeros no implican restricción al desarrollo de actividades de hidrocarburos, en ellos suelen faenar grupos étnicos que derivan subsistencia de los recursos del mar, de manera que para emprender labores de exploración en ellas se impone llevar a cabo consulta previa.

6.4.8 **Unidades Ambientales Costeras**

Otra figura del ordenamiento ambiental que en el futuro habrá de comportar la expedición de reglamentaciones que puedan afectar áreas costa afuera, son las Unidades Ambientales





Costeras, sobre los cuales las corporaciones autónomas proyectan formular planes de manejo con zonificaciones especiales y un nuevo régimen de usos, previa aprobación del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Para tener certeza sobre dichos escenarios, se trabajó con la Dirección de Costas, Mares y Recursos Acuáticos del referido Ministerio, en procura de conocer el marco legal y el estado de cada proceso de ordenamiento de estas Unidades Costeras.

Para la fecha ninguna se encuentra con reglamentación vigente, pero existe cartografía que delimita cada Unidad en las costas Pacífica y Caribe, y que sirve de referencia para conocer los aquellos lugares donde pueden en el futuro imponerse restricciones aplicables al sector de hidrocarburos.

La información gráfica correspondiente fue consignada en cada área por ofrecer y los archivos informáticos que ilustran el tema reposan en la Oficina de Geomática de la Vicepresidencia Técnica.

6.4.9 Grupos Étnicos

Conjuntamente con el Ministerio del Interior, se actualizó la información referente a resguardos indígenas, territorios colectivos de comunidades negras, y comunidades étnicas asentadas por fuera de territorios colectivos.

También la información pertinente se consignó para cada una de las áreas y los archivos se incorporaron al Sistema de Información Geográfico de la ANH.

6.4.10. Solicitud de Certificación Socio Ambiental

Las certificaciones socio ambientales para la Ronda Colombia 2014 fueron solicitadas con base en los polígonos y las coordenadas definitivas entregadas el 27 de diciembre por la Vicepresidencia Técnica a la Gerencia de Seguridad, Comunidades y Medio Ambiente de la ANH.

Con base en esa información, se remitieron solicitudes de certificación a las siguientes instituciones del Estado:

→ Del orden central con cobertura a nivel nacional:

- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
 - Dirección de Bosques, Biodiversidad y Servicios Ecosistémicos
 - Dirección de Mares, Costas y Recursos Acuáticos





- Ministerio de Minas y Energía
 - Viceministerio de Energía
 - Viceministerio de Minas
 - Ministerio del Interior
 - Grupo de Consulta Previa
 - Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural
 - Unidad de Restitución de Tierras
 - Ministerio de Defensa Nacional
 - Viceministerio para las Políticas y Asuntos Internacionales
 - Ministerio de Relaciones Exteriores
 - Instituto Colombiano para el Desarrollo Rural –INCODER–
 - Subgerencia de Promoción, Seguimiento y Asuntos Étnicos
 - Dirección Técnica de Ordenamiento Productivo
 - Dirección General Marítima –DIMAR–
 - Subdirección de Desarrollo Marítimo
 - Servicio Geológico Colombiano
 - Parques Nacionales Naturales
 - Subdirección de Planeación y Gestión de Áreas Protegidas
 - Agencia Nacional de Minería
 - Autoridad Nacional de Licencias Ambientales –ANLA–
 - Autoridad Nacional de Pesca y Acuicultura AUNAP
- Instituciones con cobertura a nivel regional y local:
- Corporaciones Autónomas Regionales y de Desarrollo Sostenible:
 - Corporación Autónoma Regional del Canal del Dique, Cardique
 - Corporación Autónoma Regional de la Guajira, Corpoguajira
 - Corporación Autónoma Regional de Nariño, Corponariño
 - Corporación Autónoma Regional del Atlántico, CRA
 - Corporación para el Desarrollo Sostenible de la Mojana y el San Jorge, Corpomojana
 - Corporación Autónoma del Sur de Bolívar





- Corporación para el Desarrollo Sostenible del Norte y del Oriente Amazónico, CDA
- Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca, CVC
- Corporación Autónoma Regional de Santander, CAS
- Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, CAR
- Corporación Autónoma Regional del Tolima, Cortolima
- Corporación Autónoma Regional de Sucre, Carsucre
- Corporación Autónoma Regional del Magdalena, Corpamag
- Corporación para el Desarrollo Sostenible del Área de Manejo Especial la Macarena, Cormacarena
- Corporación para el Desarrollo Sostenible del Sur de la Amazonía, Corpoamazonía
- Corporación Autónoma Regional de la Frontera Nororiental, Corponor
- Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia, Corporinoquia
- Corporación Autónoma Regional del Cauca, CRC
- Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena, CAM
- Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia, Corantioquia
- Corporación Autónoma Regional del Cesar, Corpocesar
- Corporación Autónoma Regional de Boyacá, Corpoboyacá
- Corporación Autónoma Regional de Chivor, Corpochivor
- Corporación Autónoma Regional del Guavio, Corpoguavio

Cada solicitud se acompañó de un disco compacto con la siguiente información:

- Coordenadas planas de las Áreas por Ofrecer
- Mapas, en formato de imagen, y
- Mapas, en formato "shape file", de cada una

Recibidas las correspondientes respuestas y con base en las conclusiones de las reuniones llevadas a cabo con cada institución, se examinaron posibles superposiciones entre las áreas seleccionadas para la Ronda 2014 y las distintas figuras del ordenamiento territorial que comportan restricciones parciales o totales para el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, así como aquellas superficies con condiciones especiales para el efecto.

6.4.11. Análisis Socio Ambiental

Para efectos de la planificación socio-ambiental de la Ronda Colombia 2014, y con el propósito de contar con la mayor cantidad de información posible, se elaboraron fichas informativas respecto de cada área, con información sobre presencia o ausencia de:

- Áreas de Reglamentación Ambiental Vigente:
 - Áreas Protegidas
 - Reservas Forestales Ley 2ª de 1959





- Cuencas ordenadas mediante Planes de Manejo y Ordenamiento, POMCAS
- Área de Manejo Especial de la Macarena, AMEM

- Ecosistemas estratégicos y actividades de ordenamiento ambiental en proceso
 - Humedales
 - Bosques Secos
 - Cuencas hidrográficas en proceso de ordenamiento especial
 - Unidades Ambientales Costeras en proceso de ordenamiento
 - Caladeros de Pesca
 - Reservas de recursos o áreas excluidas de la minería

- Prioridades de conservación
 - Bosques secos
 - Pastos marinos
 - Recursos hídricos

- Grupos étnicos
 - Resguardos
 - Territorios de comunidades negras
 - Comunidades étnicas asentadas por fuera de territorios reconocidos

- Títulos mineros

- Infraestructura marítima

Estas fichas cuentan con análisis de algunas variables socioeconómicas que contribuyen a tener un mejor contexto integral de cada uno de estos territorios. Entre las variables examinadas figuran: población total, índice de desempeño municipal, condiciones de vida, necesidades básicas insatisfechas.

Por otra parte, cada una de las fichas informativas incluyó el mapa del área con las variables geográficas mencionadas.

Se reitera que las áreas asignadas a la Ronda 2014 **no cuentan con restricciones legales vigentes** de tipo ambiental, de acuerdo con la investigación adelantada con las Instituciones relacionadas en este aparte.

Sí se prevén casos en los que posiblemente se expedirán reglamentaciones especiales, en cumplimiento de las atribuciones y objetivos misionales del sector ambiental, con arreglo al Plan Nacional de Desarrollo. Para su oportuno conocimiento y la adopción de instrumentos efectivos de participación del sector de hidrocarburos, se han programado actividades conjuntas con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.





7. Actividades de Promoción

Para incrementar el conocimiento sobre el potencial hidrocarbúrico del país y garantizar el autoabastecimiento interno y el incremento de las reservas y de la producción de Hidrocarburos, se programaron actividades de difusión y promoción tanto en el país como en el exterior, especialmente en las ciudades estratégicas para el Sector.

Con este propósito fueron seleccionadas las ciudades de Calgary, Houston, Londres, Beijing y Yakarta, en las que se llevarán a cabo presentaciones especiales y documentadas del Procedimiento, de las áreas y de los contratos proyectados.

8. Anexos

Forman parte del presente estudio los siguientes documentos:

- Plan Estratégico Sectorial
- Informe preparado por Wood Mackenzie "*Fiscal systems for deepwater exploration in Colombia*". Diciembre 2013
- Informe preparado por IHS CERA denominado: "*Evaluación de escenarios económicos para la adjudicación de derechos de exploración y producción para shale gas y shale oil en capas de carbón en Colombia y evaluación de las observaciones realizadas por la industria a la minuta preparada por DGH*". Febrero 24 de 2012
- Informe preparado por IHS CERA denominado: The Unconventional Frontier
- South America: Prospects for Shale Gas and CBM. Diciembre 14 de 2012.
- Informe de la planificación de la Ronda Colombia 2014 en materia socio ambiental, preparado por la Gerencia de Seguridad, Comunidades y Medio Ambiente. Febrero 13 de 2014.



NICOLÁS MEJÍA M.
Vicepresidente de Promoción y Asignación de Áreas

FEBRERO 10/ 2014



JUAN FERNANDO MARTÍNEZ J.
Vicepresidente Técnico

