

**DISEÑO DE UN MODELO CONTRACTUAL PARA LA EXPLORACION Y
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES**

Autores:

Vicente Hormizda Mosquera

Alejandra Nohemi Rodríguez Higuera

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIASFISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2011

**DISEÑO DE UN MODELO CONTRACTUAL PARA LA EXPLORACION Y
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES**

Autores:

Vicente Hormizda Mosquera

Alejandra Nohemi Rodríguez Higuera

**Monografía presentada para optar al título de especialista en Gerencia de
Hidrocarburos**

Director

JULIO CÉSAR VERA DÍAZ

JORGE ALIRIO ORTIZ TOVAR

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIASFISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2011

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	11
1. OBJETIVOS.....	12
1.1. Objetivo General.....	12
1.2. ObjetivosEspecíficos.....	12
2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	13
2.1. Gas Metano Asociado a Depósitos de Carbón (GMAC).....	14
2.2. Gas shale.....	14
2.3. Oil shale.....	15
2.4. Tight gas.....	15
2.5. Hidratos de Metano	15
3. DESARROLLO TECNOLÓGICO Y COSTOS	16
3.1. Gas Metano Asociado a Depósitos de Carbón (GMAC).....	16
3.2. Gas shale.....	17
3.3. OilShale	18
3.4. Tight gas.....	18
3.5. Hidratos de gas.....	18
4. DISTRIBUCION Y POTENCIAL DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA.....	19
4.1. Gas Metano Asociado a Depósitos de Carbón (GMAC).....	19
4.1.1. Distribución	19
4.1.2. Potencial	20
4.2. Gas Shale	21
4.2.1. Distribución	21
4.2.2. Potencial	22
4.3. OilShale	23
4.3.1. Distribución	23
4.3.2. Potencial	23
4.4. Tight gas.....	24
4.4.1. Distribución	24

4.4.2. Potencial	25
4.5. Hidratos de gas.....	25
4.5.1. Distribución	25
4.5.2. Potencial	26
5. MARCO CONTRACTUAL.....	28
5.1. Renta económica.....	28
5.1.1. Renta petrolera.....	28
5.1.1.1. Impuesto de renta.....	29
5.1.1.2. Impuesto de transporte.....	29
5.1.1.3. Regalías Petroleras	29
6. MODELO DE CONTRATO E&P ACTUAL – ANH	33
7. PROBLEMATICA CONTRACTUAL.....	35
7.1. Regulación.....	35
7.2. Política fiscal.....	36
7.2.1. Variación de las regalías para proyectos de yacimientos no convencionales.....	37
7.2.2. Variación del Impuesto de renta para proyectos de yacimientos no convencionales.....	37
7.2.3. Depreciación acelerada.....	37
7.3. Planes Ambientales	37
8. CONCLUSIONES	38
9. RECOMENDACIONES.....	40
10. FUENTES DE INFORMACIÓN	41
MODELO DE CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	42

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Pirámide de los Recursos	13
Figura 2. Características de la producción de capas de carbón.	17
Figura 3. Distribución de los depósitos de Gas Metano Asociado al Carbón en Colombia.....	20
Figura 4. Distribución de los depósitos de Gas Shale en Colombia.....	22
Figura 5. Distribución de los depósitos de Tight Gas en Colombia.....	24
Figura 6. Distribución de los depósitos de Hidratos de Metano en Colombia.	26
Figura 7. Esquema para la liquidación, recaudo y distribución de las regalías por hidrocarburos	30

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Potencial de los depósitos de Gas Metano Asociado a Depósitos de Carbón en Colombia.	21
Tabla 2. Potencial de los depósitos de Gas Shale en Colombia.....	23
Tabla 3. Potencial de los depósitos de Oil Shale en Colombia.	23
Tabla 4. Potencial de los depósitos de Tight Gas en Colombia.....	25
Tabla 5. Potencial de los depósitos de Hidratos de Gas en Colombia.....	27
Tabla 6. Precio y Porcentajes para la liquidación de las regalías	32
Tabla 7. Posibles modificaciones a los términos contractuales	36

RESUMEN

TITULO: DISEÑO DE UN MODELO CONTRACTUAL PARA LA EXPLORACION Y PRODUCCION DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES. *

AUTOR: Vicente Hormizda Mosquera
Alejandra Nohemi Rodríguez Higuera**.

PALABRAS CLAVES: Modelo Contractual para yacimientos no convencionales

CONTENIDO:

Teniendo en cuenta la política adoptada por el Gobierno Nacional para el sector hidrocarburos, es de interés nacional ampliar la frontera de producción de hidrocarburos, lo cual ha llevado a considerar mecanismos que permitan desarrollar el potencial del país en proyectos de explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, especialmente en un entorno mundial en que aumenta la demanda de combustibles fósiles y la producción de los yacimientos convencionales disminuye. Es importante entender contrario a los pozos convencionales que son fáciles de desarrollar y con una diversa gama de posibilidades en materia de reservas, los pozos no convencionales son grandes en reservas, pero difíciles de desarrollar. Las claves para el desarrollo de los yacimientos no convencionales es el aumento de las condiciones financieras y económicas de explotación y una adecuada tecnología para su producción, lo cual requiere de constantes procesos de mejoramiento continuo.

Por lo anterior el presente estudio propone proveer una base para el desarrollo de las políticas y estrategias que incentiven la exploración y explotación de los hidrocarburos presentes en los yacimientos no convencionales, caracterizará los depósitos, enumerará el potencial para yacimientos no convencionales en Colombia y recomendará la regulación apropiada para su desarrollo.

Para lograr los objetivos primero se debe entender la base de la regulación existente y proyectarla teniendo en cuenta los obstáculos para el desarrollo de los yacimientos no convencionales en Colombia y desarrollar una visión a largo plazo y sus impactos potenciales; proponiendo las claves en materia de regulación y precisando los entornos necesarios para impulsar y supervisar el desarrollo de una industria para que de esta manera aseguremos que el nuevo contrato sea conforme a los objetos de primera necesidad de la política energética de Colombia.

* Trabajo de Grado

**Facultad: Escuela de Ingeniería de Petróleos. Programa: Especialización en Producción del Gas. Director: JULIO CÉSAR VERA DÍAZ y JORGE ALIRIO ORTIZ

ABSTRACT

TITLE: DESIGN OF A MODEL CONTRACT FOR OIL EXPLORATION AND PRODUCTION OF UNCONVENTIONAL*.

AUTHOR: Vicente Hormizda Mosquera
Alejandra Nohemi Rodríguez Higuera**

KEYWORDS: GasMeasurement Systems.

KEY WORDS: Model Contract for unconventional reservoirs

CONTENT:

Given the policy adopted by the national government for the oil sector is of national interest to expand the oil production frontier, which has led to consider mechanisms to develop the country's potential for mining projects unconventional hydrocarbons, especially in a global environment that increases the demand for fossil fuels and the production of conventional fields declines. It is important to understand contrary to conventional wells that are easy to develop and with a diverse range of possibilities in terms of reserves, non-conventional wells are large reserves, but difficult to develop. The key to the development of unconventional reservoirs is increasing financial and economic conditions of exploitation and appropriate technology for their production, which requires constant continuous process improvement.

Therefore this study aimed to provide a basis for developing policies and strategies that encourage exploration and exploitation of hydrocarbons in unconventional reservoirs, characterize the deposits, will list the potential for unconventional reservoirs in Colombia and recommend developmentally appropriate regulation.

To achieve the objectives must first understand the basis of existing regulations and project taking into account the obstacles to the development of unconventional reservoirs in Colombia and develop a long-term vision and its potential impacts, proposing the keys in the regulation and specifying the necessary environments for promoting and overseeing the development of industry in this way we ensure that the new contract is in accordance with the articles of prime necessity of Colombia's energy policy.

* Work Degree

** School: School of Petroleum Engineering. Program: Specialization in Gas Production. Director: JULIO CESAR VERA ORTIZ AND JORGE ALIRIO DIAZ

INTRODUCCIÓN

La política adoptada por el Gobierno Nacional para el sector hidrocarburos ha buscado concentrar el papel del Estado en: i) la administración de estos recursos, buscando aprovechar al máximo su potencial; ii) la regulación económica de los precios de los hidrocarburos y sus derivados; y iii) la regulación técnica de las actividades de exploración, explotación transporte y distribución de los hidrocarburos y sus derivados.

En la actualidad el país requiere de mayor volumen de hidrocarburos para cubrir la demanda nacional; además de la implementación de estrategias para lograr mantener su condición de productor de hidrocarburos, lo que se logra en parte creando incentivos en materia tributaria y mejorando las condiciones contractuales.

Para mantener la condición del país en materia de autoabastecimiento y exportador, se encuentra la exploración de yacimientos no convencionales que por su alto costo en materia de inversión económica y tecnológica hace necesario que las condiciones contractuales sean diferentes a las que se han venido manejando para yacimientos convencionales.

Por lo anterior se hace indispensable la elaboración de un modelo contractual para hidrocarburos no convencionales que tenga como referencia los contratos existentes, sin dejar de lado los criterios técnicos que la industria está llevando a cabo para el máximo aprovechamiento de este tipo de yacimientos que por sus características son complejos.

Se debe garantizar mediante este modelo el beneficio del sector hidrocarburífero, incentivando la exploración para lograr un aumento en la producción de los hidrocarburos no convencionales ante el incremento de la demanda y aprovechando la tecnología de punta que tienen las compañías. Dicho modelo debe asegurar el desarrollo sostenible, exploración y producción de los hidrocarburos no convencionales, dentro de las políticas de gobierno.

1. OBJETIVOS

1.1. Objetivo General

Diseñar un modelo contractual para la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales; con el fin de intensificar la búsqueda de nuevos recursos para que hacia el futuro el país siga manteniendo su calidad de autosuficiente y exportador.

1.2. Objetivos Específicos

- Garantizar que mediante este modelo contractual se mantenga el desarrollo sostenible de los recursos naturales no renovables, atendiendo las buenas prácticas de la industria.
- Las actividades de exploración y producción de los hidrocarburos no convencionales estarán diseñadas para establecer y determinar la existencia de yacimientos, susceptibles de contener hidrocarburos en cantidad y calidad económica y técnicamente explotables, mitigando los impactos sobre el medio ambiente en coexistencia con algunas otras actividades económicas.

2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Los yacimientos no convencionales son aquellos que no producen a tasas económicas de flujo y que a su vez no pueden ser producidos rentablemente sin la aplicación de tratamientos intensivos de estimulación, fracturamiento y recuperación¹. Adicionalmente, cabe resaltar que contrario a los pozos convencionales que son fáciles de desarrollar y con una diversa gama de posibilidades en materia de reservas, los yacimientos no convencionales son grandes en reservas, pero difíciles de desarrollar. Las claves para el desarrollo de estos es el aumento de las condiciones financieras y económicas de explotación y una adecuada tecnología para su producción, lo cual requiere de constantes procesos de mejoramiento continuo. La figura 1 ilustra la pirámide que relaciona los recursos provenientes de yacimientos convencionales y no convencionales:

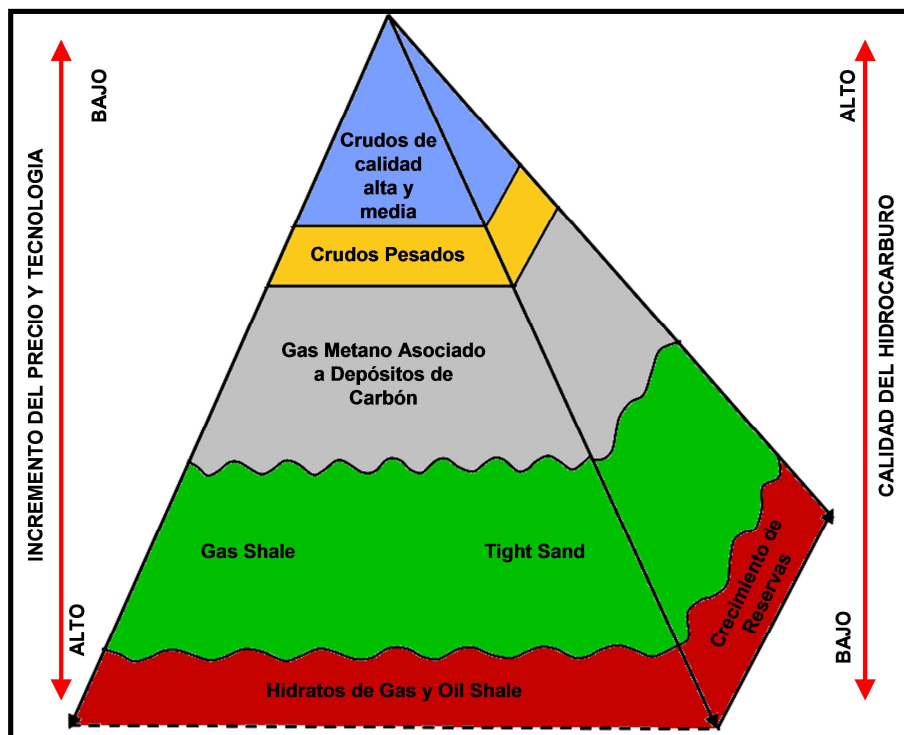


Figura 1. Pirámide de los Recursos (Fuente: 1Holditch, Stephen. 2003)

A nivel internacional se han venido realizando avances tecnológicos, que hacen factibles económica y financieramente proyectos de hidrocarburos no

¹Holditch, Stephen. (2003). The Role of IOCs and NOCs in Developing Unconventional Oil and Gas Reservoirs. Pillars of Industry. Pgs. 7-12

convencionales que antes parecían imposibles de desarrollar. Cabe destacar la experiencia de Estados Unidos que extrae la gran mayoría del gas no convencional del mundo y de hecho en la actualidad el 40% de su producción total de gas procede yacimientos no convencionales y las proyecciones muestran que esta proporción va en aumento. En Estados Unidos aprovechan el gas natural atrapado en arcillas, esquistos o reservorios de baja permeabilidad, el gas está presente en las fracturas o en los microporos de arcilla, así como dentro de los minerales o en la materia orgánica que constituyen estas formaciones.

2.1. Gas Metano Asociado a Depósitos de Carbón (GMAC).

Son depósitos de carbón en los que se encuentra el gas metano fijado por adsorción en la matriz sólida, por sus altos contenidos en peso y volumen de materia orgánica el carbón funciona como roca generadora y como yacimiento de hidrocarburos. Depósitos de grandes extensiones de materia orgánica vegetal dan origen a la sedimentación del carbón, los ambientes de pantano y zonas de llanuras de inundación permiten la acumulación, el enterramiento y la preservación de la turba. Estos depósitos se caracterizan por tener baja permeabilidad y baja porosidad, sin embargo el carbón por su proceso de carbonización presenta fracturas verticales o diaclasas que permiten una mayor producción de los pozos.

Para que la producción de gas en los mantos de carbón sea económicamente rentable estos deben tener cantidades suficientes de gas adsorbido, suficiente presión para un adecuado almacenaje, permeabilidad para producir el gas y tiempo de desorción.

2.2. Gas shale

Gas shale son depósitos de gas natural que se produce a partir del alto contenido de materia orgánica presente en las pizarras y que a su vez hace de reservorio, se caracterizan por ser grano fino a muy fino, presentar alta madurez, baja permeabilidad y generalmente fueron depositados en ambientes marinos con poca influencia de corrientes.

Parte del gas producido a partir de las pizarras es el que se encuentra en las fracturas naturales de las mismas, que al ser lo suficientemente rígidas pueden

mantener las fracturas abiertas. El auge en la exploración y explotación de estos depósitos los últimos años; se ha debido a las tecnologías modernas de fracturamiento que permiten crear fracturas artificiales y de esta manera mejorar la producción del pozo.

2.3. Oil shale

Son pizarras con alto contenido de material orgánico en forma de querógeno. Este compuesto es una etapa intermedia en la formación de petróleo. En consecuencia, oilshales se presentan cuando las pizarras no se exponen a las condiciones de presión, temperatura y tiempo adecuadas para terminar el proceso de formación de crudo.

2.4. Tight gas

Los depósitos de tight gas son aquellos donde el gas se encuentra entrampado en formaciones constituidas principalmente por arenas o carbonatos que durante su enterramiento han sufrido procesos altos de compactación; y se caracterizan por presentar bajas porosidades y rangos de permeabilidad in situ por debajo de 0.1 – 0.6 milidarcies.

2.5. Hidratos de Metano

Los sedimentos que contienen depósitos de hidratos de metano están localizados principalmente en los márgenes continentales producidos por procesos microbianos y termogénicos.

El proceso microbiano se lleva a cabo en ambientes anóxicos producto de la descomposición de los organismos y desechos orgánicos de los sedimentos, expulsando el metano que se encuentra en su estructura molecular.

Mientras que la descomposición térmica durante el proceso termogénico ocurre cuencas sedimentarias donde las temperaturas exceden los 100° C y las profundidades son superiores a los 2 Km. de materiales derivados orgánicamente para formar hidrocarburos (incluyendo metano).

3. DESARROLLO TECNOLÓGICO Y COSTOS

El desarrollo de yacimientos no convencionales está afectado por varios factores como son: precio de los hidrocarburos, condiciones del mercado, accesibilidad a la infraestructura de transporte, impacto ambiental y orden público entre otros.

3.1. Gas Metano Asociado a Depósitos de Carbón (GMAC).

Los depósitos de GMAC son evaluados y desarrollados mediante la perforación de varios pozos por área cuadrada, en razón a que en su etapa incipiente estos depósitos presentan altas tasas de producción de agua para liberar la presión interna y lograr el desplazamiento del gas. El fracturamiento hidráulico se usa frecuentemente para conectar las vetas de los carbones mejorando la producción.

Las propiedades y el desempeño de la producción poco convencional de los yacimientos de gas metano asociado a depósitos de carbón, incluyendo la alta producción de agua y la baja producción de gas inicial, son algunas de las razones por las cuales el desarrollo de los yacimientos elevan los costos de producción.

Por otra parte dentro de la producción del GMAC se debe considerar un importante costo para la disposición y el tratamiento del agua, reflejado en procesos de almacenamiento, reinyección o vertimiento en fuentes superficiales de agua.

Durante la Etapa I la producción es dominada por el agua, la producción de gas aumenta durante la Etapa II, al producirse agua en el carbón y aumentar la permeabilidad relativa al gas. Durante la Etapa III, declinan tanto la producción de agua como la producción de gas. Figura 2.

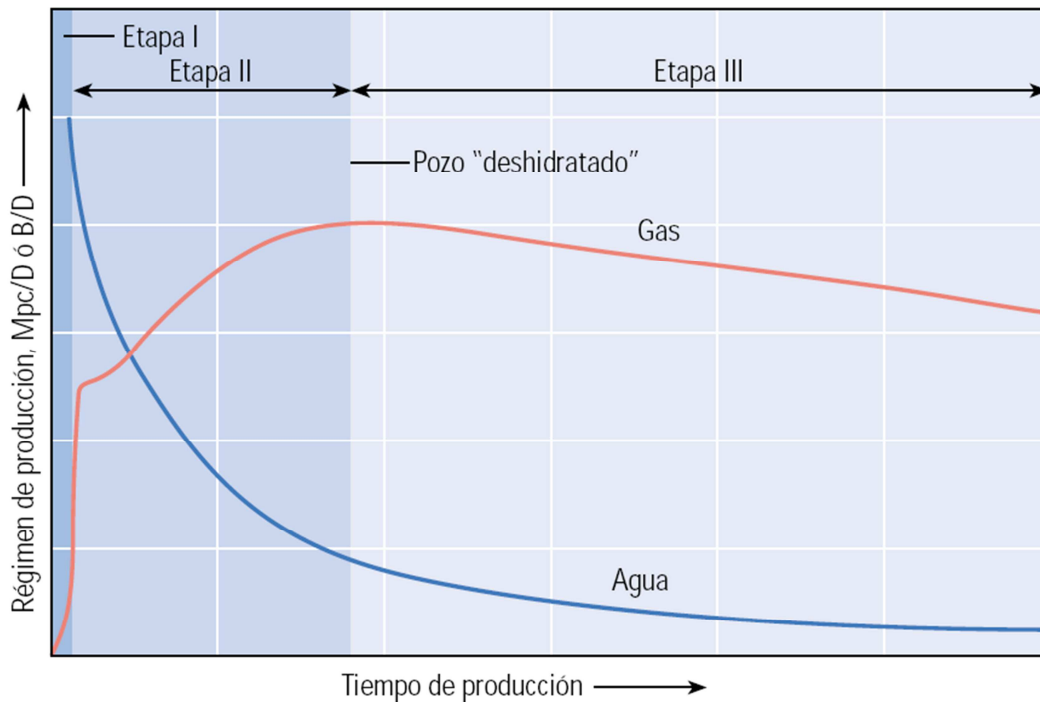


Figura 2. Características de la producción de capas de carbón.

Fuente: Arthur D. Little Inc. – ANH

3.2. Gas shale

Las características complejas de entrapamiento del Gas shale se ven representadas por las bajas tasas de producción (0.02 – 0.500 MPCD), lo que requiere tecnologías de perforación direccional, pozos multilaterales y fracturamiento hidráulico de los yacimientos, que hoy en día hacen que los costos de la explotación sea económicamente viable. Sin embargo en etapas incipientes de explotación de los depósitos de gas shale se hace necesario encontrar los mejores arreglos de pozos para mejorar y aumentar la producción de un área.

Ahora bien los costos para la producción del gas shale están directamente relacionados con las tecnologías que se vayan a implementar para su desarrollo así como del estudio de las tendencias direccionales de las fracturas presentes en la roca y los métodos de fracturamiento que se efectúen.

3.3. OilShale

Los procesos para extraer crudo de los esquistos bituminosos requieren minería, seguido por el calentamiento de los shales en la superficie o en el caso de ser in-situ, el yacimiento debe ser sometido a la inyección de calor para llevar el hidrocarburo a la superficie mediante pozos productores.

El procesamiento in-situ contempla la aplicación de calor en el subsuelo. El crudo producido es entonces bombeado a través de perforaciones hacia la superficie. Este proceso requiere menos cantidad de agua que el proceso en superficie. Sin embargo, la aplicación de calor al subsuelo puede causar la liberación de químicos que pueden contaminar fuentes de agua.

3.4. Tight gas

Para producir caudales comerciales, mejorar las tasas de producción e incrementar la rentabilidad de estos reservorios, se los debe fracturar o utilizar tecnologías de avanzada como pozos horizontales o multilaterales. En la actualidad la tecnología más usada para el aumento de flujo del tight gas es el fracturamiento hidráulico mediante bombeo de agua y químicos a alta presión.

Al ser estos depósitos de ambientes generalmente heterogéneos vertical y arealmente se hacen difíciles de predecir y por ende el cálculo de reservas y costos para los yacimientos de tight gas se deben realizar mediante el uso de modelos incluyendo evaluación detallada de yacimientos, parámetros económicos, costos de perforación, fracturamiento, instalaciones de superficie y precios del gas.

3.5. Hidratos de gas

En los depósitos de hidratos de gas hasta los medios de investigación para la exploración son cotosos, los estudios geofísicos, geoquímica, modelamiento de cuencas y perforación son herramientas que requieren con un mayor nivel de resolución y exactitud. Hoy en día esta tecnología aún se encuentra en desarrollo con el fin de hacer la recuperación del hidrocarburo de la manera más eficiente a costos inferiores, dentro de los procesos más usados está la inyección de soluciones a altas temperaturas, sustitución de CO₂ y despresurización.

4. DISTRIBUCION Y POTENCIAL DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA

4.1. Gas Metano Asociado a Depósitos de Carbón (GMAC)

4.1.1. Distribución

Los mayores depósitos de carbón en Colombia se localizan en los departamentos de Guajira, Cesar, Boyacá y Cundinamarca. Figura 3.

- Cesar: Formación Cuervos - Terciario
- Guajira: Formación Cerrejón – Edad Paleoceno.
- Boyacá y Cundinamarca: Formación Socotá – Edad Aptiano.

Zonas con menor distribución y espesor de los carbones se encuentran en departamentos como: Córdoba, Norte de Santander, Santander, Antioquia y Valle del Cauca.

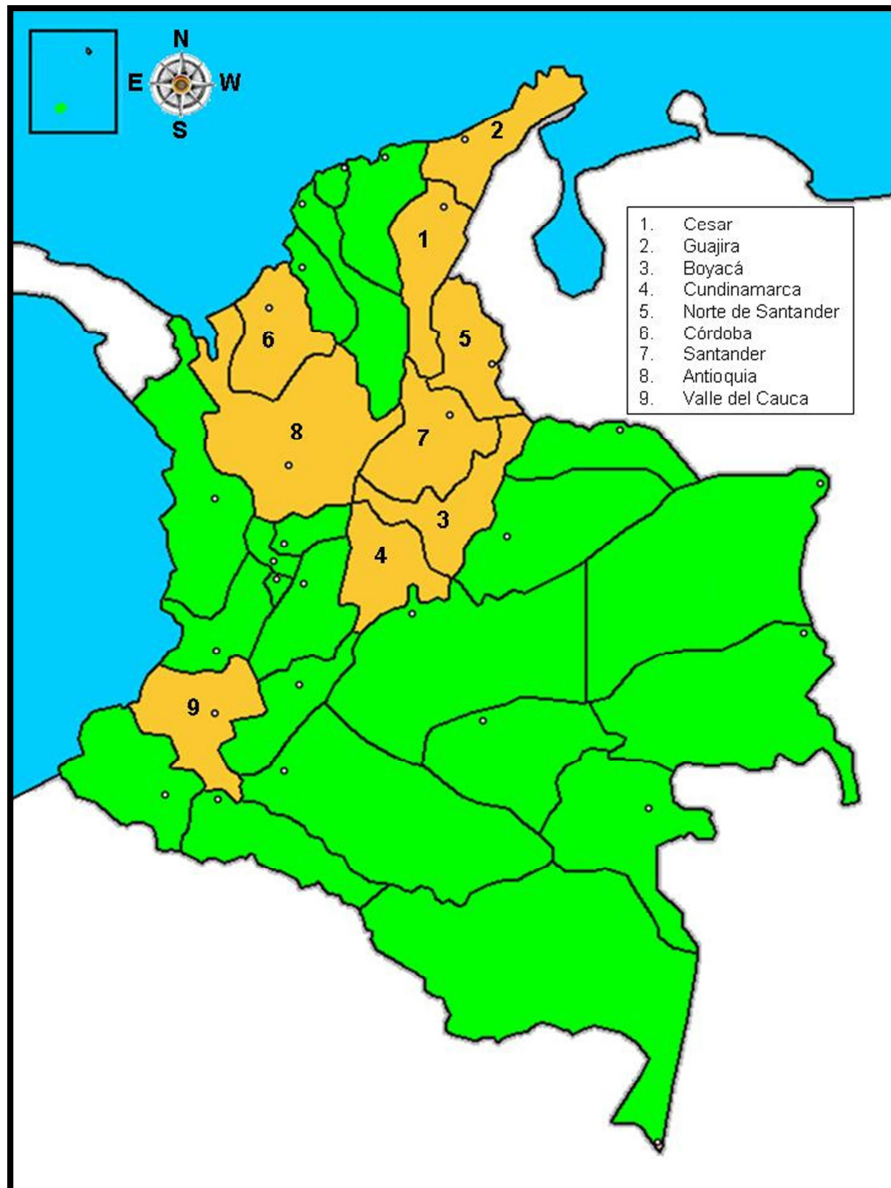


Figura 3. Distribución de los depósitos de Gas Metano Asociado al Carbón en Colombia.

Fuente: EL AUTOR

4.1.2. Potencial

Estudios recientes de la Agencia Nacional de Hidrocarburos estiman en 17.8 Tpc del total de gas in situ, de los cuales unos 7.5 Tpc podríanser los volúmenes potencialmente recuperables.

Tabla 1. Potencial de los depósitos de Gas Metano Asociado a Depósitos de Carbón en Colombia.

Departamento	Carbón explotable in situ (G tm)	Total in situ (G)	Gas in situ (Tpc)	Volúmenes Potenciales (Tpc)
César	6.6	19.7	6.9	3.4
Guajira	4.5	13.6	4.8	2.4
Boyacá	1.7	5.2	1.8	0.9
Cundinamarca	1.5	4.4	1.6	0.8
Norte de Santander	0.8	2.4	0.8	-
Córdoba	0.7	2.2	0.8	-
Santander	0.5	1.4	0.5	-
Antioquia	0.5	1.4	0.5	-
Valle del Cauca	0.2	0.7	0.3	-
Total	17	51.0	17.8	7.5

Fuente: Arthur D. Little Inc. – ANH

4.2. Gas Shale

4.2.1. Distribución

Las cuencas del Valle Medio del Magdalena, Cordillera y Cesar Ranchería son las que presentan alto potencial para la explotación del gas en formaciones compuestas principalmente por shales y en menor proporción cuencas como Valle Superior del Magdalena y Putumayo.

Formaciones principalmente de edad Cretácica como Frontera y Conejo del Grupo Villeta en la Cuenca Cordillera, La Luna y Tablazo en el Valle Medio del Magdalena, Simití y Cogollo, son algunas de las que presentan prospectividad para la explotación de estos yacimientos.

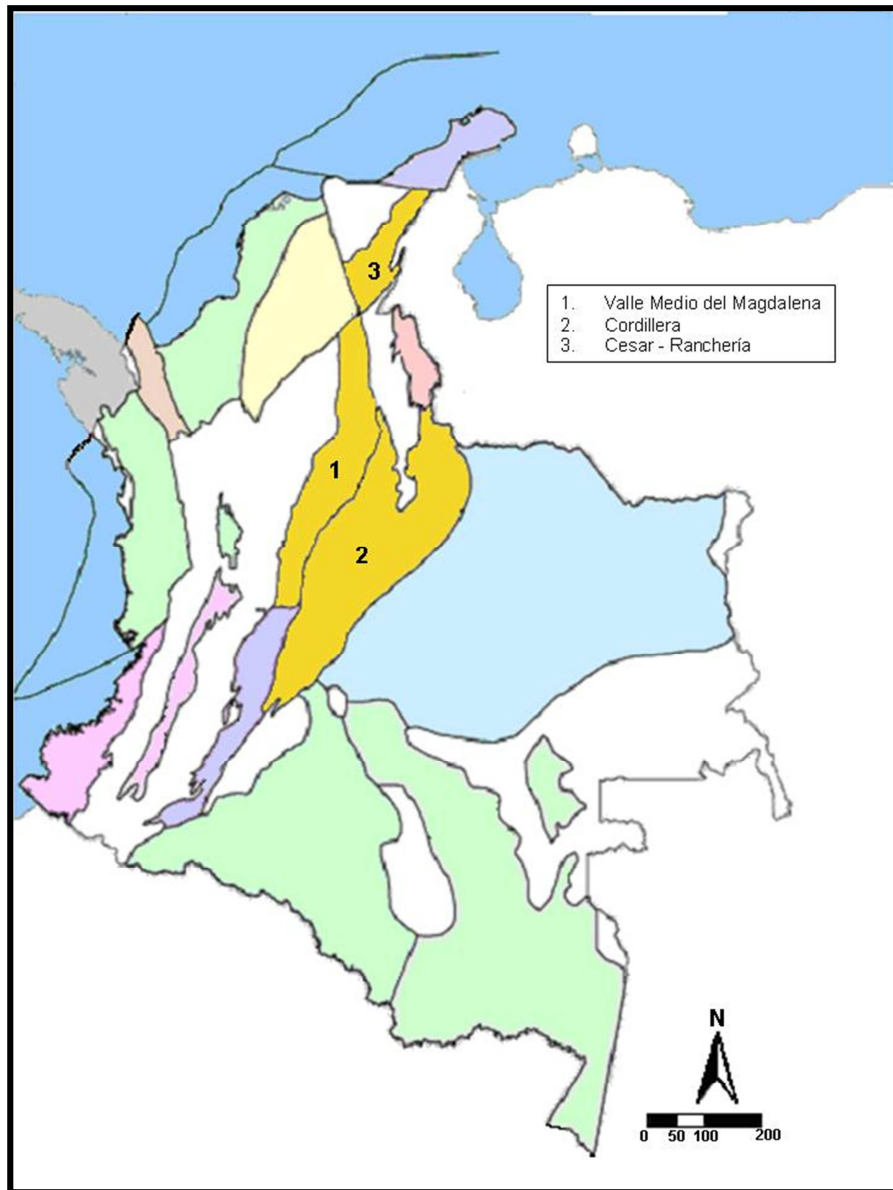


Figura 4. Distribución de los depósitos de Gas Shale en Colombia.

Fuente: EL AUTOR

4.2.2. Potencial

El potencial se ha estimado en aproximadamente 32 Tpc de volúmenes recuperables.

Tabla 2. Potencial de los depósitos de Gas Shale en Colombia.

Cuenca	Área (Km ²)	Espesor neto (m)	Gas in situ (Tpc)	Volúmenes Potenciales (Tpc)
Valle Medio del Magdalena	7,500	100	289.5	29.0
Cordillera	500	100	19.3	1.9
Cesar –Ranchería	200	100	7.72	0.8
Total	8,200		316.5	31.7

Fuente: Arthur D. Little Inc. - ANH

4.3. OilShale

4.3.1. Distribución

Colombia al tener una distribución extensa de formaciones del Cretáceo con altos contenidos de materia orgánica presenta potencial para la explotación de Hidrocarburos líquido a partir de shales. Cuencas como el Valle Medio del Magdalena, Cordillera y Valle Superior del Magdalena presentan la mejor prospectividad para la producción de los shales.

4.3.2. Potencial

El potencial se ha estimado en aproximadamente 14,001 Mbbl de volumen recuperable.

Tabla 3. Potencial de los depósitos de OilShale en Colombia.

Cuenca	Área (Km ²)	Espesor neto (m)	Densidad(kg/m ³)	Rendimiento (gal / ton)	Volúmenes Potenciales(Mbbl)
Valle del Magdalena	128	30	1,720	25	4,334
Pacífico	123	50	1,720	35	9,677
Total	251				14,011

Fuente: Arthur D. Little Inc. – ANH

4.4. Tight gas

4.4.1. Distribución

Formaciones arenosas y calcáreas como Girón y Tablazo en el Valle Medio del Magdalena son las de mayor prospectividad.

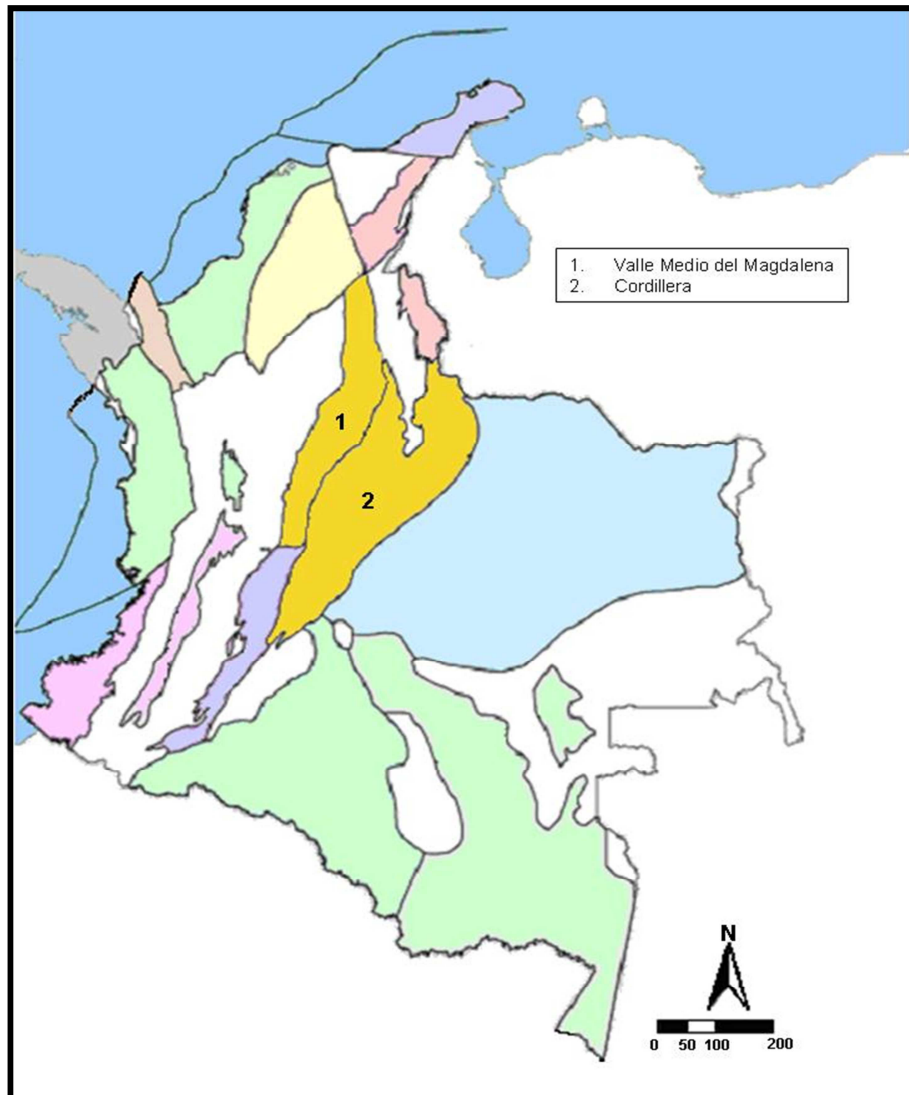


Figura 5. Distribución de los depósitos de Tight Gas en Colombia.

Fuente: EL AUTOR

4.4.2. Potencial

El análisis preliminar del potencial se estima al menos en 1.2 Tpc

Tabla 4. Potencial de los depósitos de TightGas en Colombia.

Cuenca	Área (Km²)	Espesor Gross (m)	Volumen neto (acre-pie)	Gas in situ (Tpc)	Volumen Potencial (Tpc)
Valle Medio del Magdalena/ Cordillera	4,000	200	648,570,555	28.3	1.2
Total	4,000		648,570,555	28.3	1.2

Fuente: Arthur D. Little Inc. - ANH

4.5. Hidratos de gas

4.5.1. Distribución

Se considera que los depósitos marinos en offshore de las costas del Caribe y Pacífico serán en el futuro los que tendrían mayor desarrollo e interés económico para ser explorados.

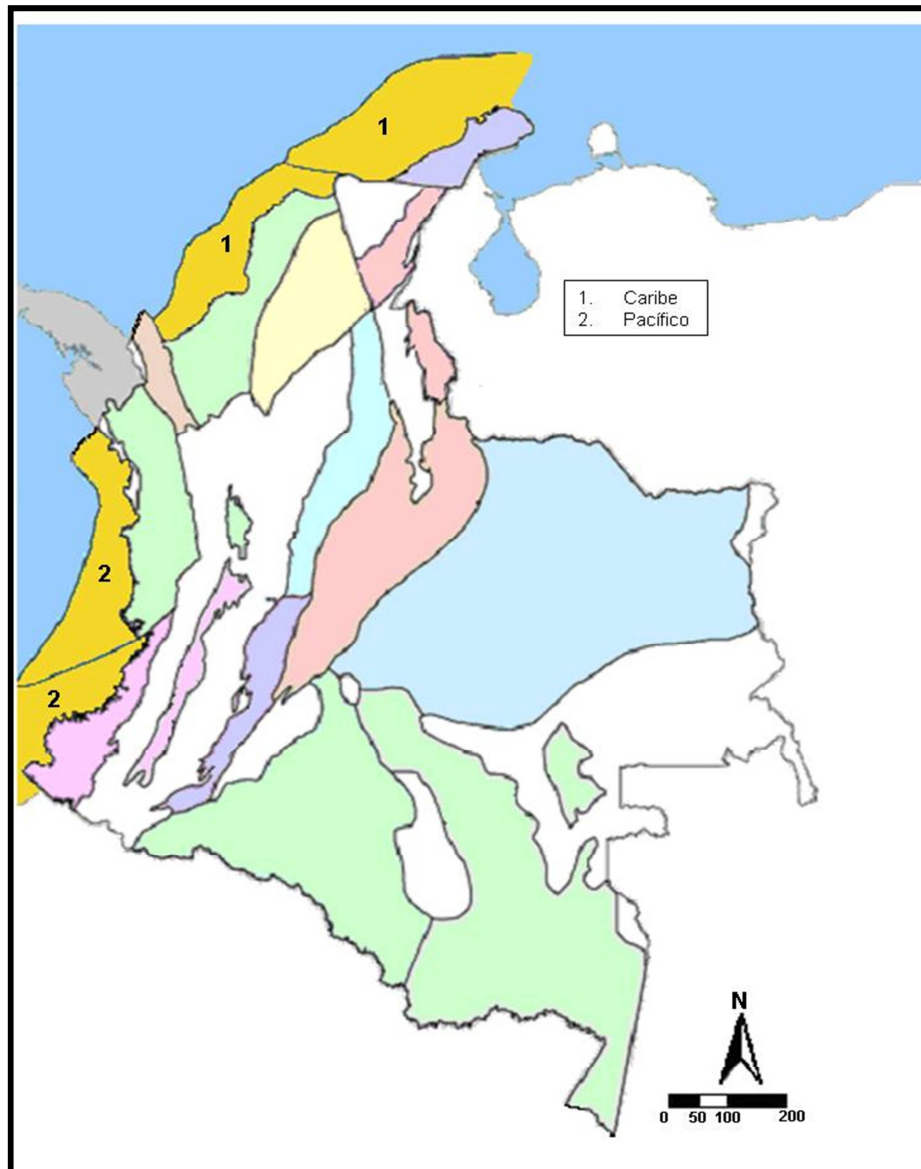


Figura 6. Distribución de los depósitos de Hidratos de Metano en Colombia.

Fuente: EL AUTOR

4.5.2. Potencial

Se estima aproximadamente un volumen potencial de 430 TPC de gas in situ

Tabla 5. Potencial de los depósitos de Hidratos de Gas en Colombia.

Cuenca	Área (Km²)	Espesor Neto (m)	Contenido de Gas (m³ gas natural/m³hydrato)	Gas in situ (Tpc)
Caribe	37,500	1	164	217.1
Pacífico	37,500	1	164	217.1
Total	75,000			434.2

Fuente: Arthur D. Little Inc. - ANH

5. MARCO CONTRACTUAL

Cada uno de los países petroleros cuenta con un modelo de contrato que ha evolucionado dependiendo de las necesidades del sector y que tiende a impulsar proyectos cada vez más complejos ya sea por su exploración o por su explotación. Esto conlleva a que los términos contractuales sean flexibles para que las garantías del negocio sean las óptimas para las compañías y para el estado.

Para evaluar las mejores condiciones el estado debe propender a maximizar la renta de sus recursos petroleros a través del fortalecimiento de las etapas de exploración y explotación, creando los escenarios que generen altos beneficios para ambas partes, a través de un sistema contractual y fiscal que considere los riesgos geológicos, económicos y el potencial de las reservas para su desarrollo. De igual forma no se debe descartar dentro de las consideraciones los temas de estabilidad jurídica y de seguridad social.

5.1. Renta económica

El estado Colombiano requiere de la realización de diversas actividades para generar utilidades que ayuden a cumplir con la satisfacción de las necesidades básicas de su población. Para eso crea una estructura a través del ejecutivo que ayuda a la obtención de los ingresos tales como el cobro de impuestos, regalías, bonos, entre otros.

5.1.1. Renta petrolera.

En países que cuentan con recursos energéticos se reciben dividendos a partir de la realización de contratos con inversionistas o de forma directa para la explotación de hidrocarburos. En muchos casos estos dividendos se generan a través de las regalías y los impuestos de renta, sin embargo adicionalmente se incluyen rubros que son pactados por las partes o se encuentran en la legislación fiscal interna. El estado Colombiano recibe de la industria del petróleo el impuesto de renta, el impuesto de transporte, regalías, el cobro por la utilización del suelo y precios altos.

5.1.1.1. Impuesto de renta

Es un impuesto que grava los ingresos de personas naturales, entidades económicas, sociedades y otros entes determinados por la ley tributaria en que incluyen la explotación de hidrocarburos. Este impuesto es en la actualidad del 33% después del pago de regalías.

5.1.1.2. Impuesto de transporte

El impuesto se liquida sobre el total de barriles de petróleo y gas transportado por los oleoductos y gasoductos desde las estaciones de bombeo hasta los centros de distribución. Este se cobra trimestralmente; variables como la tasa representativa del mercado, declinación o incremento de la producción de petróleo y límites municipales son algunas de las que inciden en el cálculo del impuesto.

Por otra parte los factores aplicados en la liquidación del impuesto de transporte son: Volúmenes transportados * 6%² ó 2%³* Tarifa de transporte por barril.

La distribución se realiza entre los municipios no productores, cuyas jurisdicciones atraviesan los oleoductos o gasoductos en proporción a los kilómetros y al volumen transportado.

5.1.1.3. Regalías Petroleras

Es la contraprestación económica que realizan las compañías petroleras a favor del Estado Colombiano por la explotación de los yacimientos de petróleo. Se pagan a los departamentos y municipios en cuyo territorio se adelanten explotaciones de recursos naturales no renovables y puertos marítimos y fluviales por donde se transportan dichos recursos y sus derivados.

²Oleoductos construidos al Occidente de la Cordillera Oriental.

³Oleoductos construidos al Este o Sureste de la Cordillera Oriental.

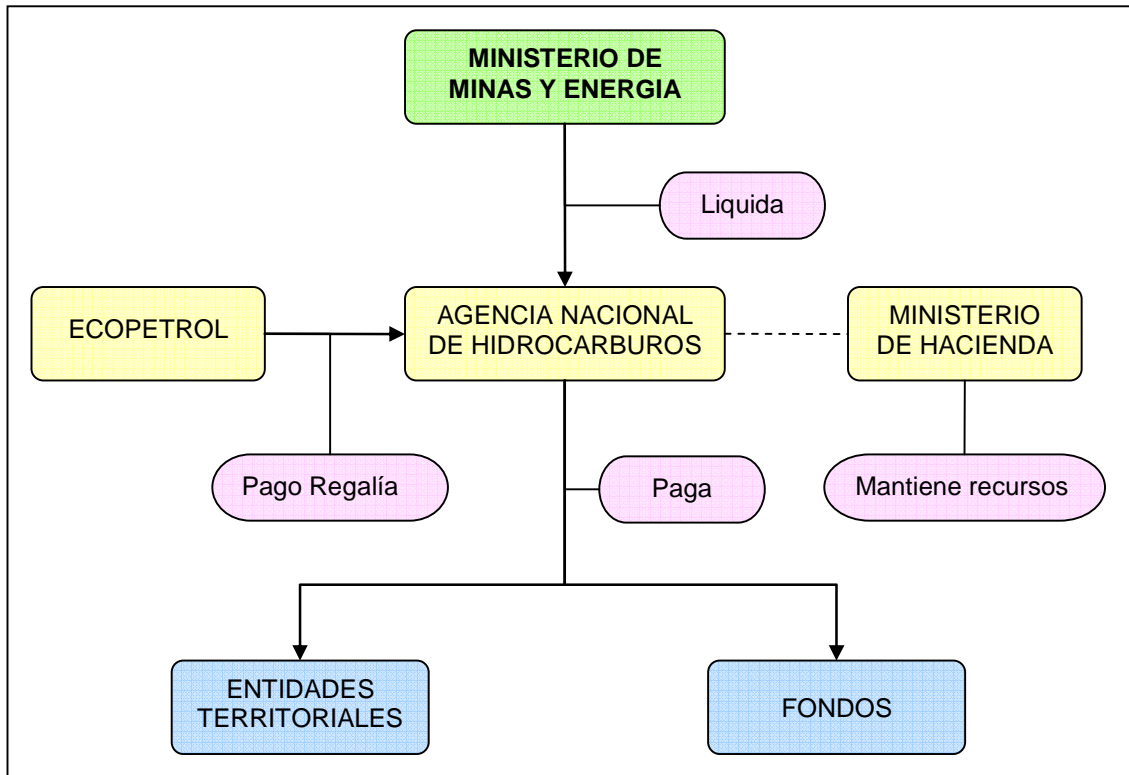


Figura 7. Esquema para la liquidación, recaudo y distribución de las regalías por hidrocarburos

Fuente: EL AUTOR

La liquidación de las regalías de manera general se realiza:

$$R = Vp * Pbase * \%$$

R = Regalía

Vp = Volumen de Producción

Pbase = Precio Base de Liquidación

% = Porcentaje de Regalías Aplicado

El porcentaje aplicado depende del recurso y del tipo de contrato, la base para la liquidación de regalías se disminuye al: 75% cuando el crudo tenga una gravedad API inferior a 15, al 80% para gas y al 60% para gas encontrado costa afuera a 1.000 pies o más.

Tabla 6. Precio y Porcentajes para la liquidación de las regalías

RECURSO	PRECIO BASE DE LIQUIDACIÓN Precio en boca de pozo	% BASE DE LIQUIDACIÓN
Petróleo	<p>Para su cálculo se toma el precio promedio ponderado de realización del petróleo en una sola canasta de crudos que involucra:</p> <ul style="list-style-type: none"> ❖ Crudos que se refinan en el país: Al precio efectivo de los productos refinados se les deducen los costos de transporte, trasiego, manejo y refinación. ❖ Crudos que se exportan: Al precio efectivo de exportación se le deducen los costos de transporte, trasiego y manejo 	<p>8% - 25% Dependiendo de la producción diaria promedio mes de un campo</p> <p>75% de la regalía pagada por crudos livianos y semilivianos</p>
Gas	Se calcula como el precio promedio ponderado de realización de todo el gas nacional en los sitios de entrega por parte de ECOPETROL, deduciendo los costos de transporte y manejo.	<p>8% - 25% Utiliza la fórmula para petróleo, donde 1 barril equivale a 5700 pies cúbicos de gas</p>

Fuente: EL AUTOR

6. MODELO DE CONTRATO E&P ACTUAL – ANH

En Colombia se han firmado diferentes modalidades de contratos desde el de concesiones que inicio en 1886 cuando el Gobierno otorgó la primera Concesión a Jorge Isaac y que finalizó en 1974 cuando el presidente Alfonso López Michelsen expidió el Decreto Ley 2310 por medio del cual abolió el sistema, hasta el contrato de asociación creado por la ley 20 de 1969, el cual tendría varias modificaciones hasta el 2003 cuando se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburo (ANH) al amparo del Decreto con fuerza de ley 1760 y se desarrolló un nuevo modelo de concesión en el que se especifican los esquemas de participación para la contratación en el sector y se reglamenta la interacción entre los inversionistas y el Estado.

Para hacer más atractiva la inversión extranjera el contrato obliga al contratista a que presente y administre lo relacionado al desarrollo técnico y operativo en la exploración y explotación del área otorgada. El papel del estado estará encaminado a la administración de los recursos de hidrocarburos, la supervisión del cumplimiento de los compromisos acordados y de la utilización de las mejores prácticas de la industria en la ejecución de los diferentes trabajos.

Para la asignación de áreas se diseñó el mecanismo de adjudicación directa mediante procedimientos modernos, transparentes y eficientes, que generan gran confianza entre los actores del mercado petrolero.

Los compromisos que establece el actual contrato se dividen en tres etapas: exploración, evaluación y explotación. La etapa de exploración tiene una duración de seis años con base a un programa mínimo acordado. Este tiempo puede ser prorrogado por cuatro años más de acuerdo a los resultados obtenidos, cumpliendo con la elaboración de un nuevo programa exploratorio y la devolución de áreas. En la etapa de evaluación si el contratista en la anterior etapa hizo un descubrimiento y considera que tiene potencial comercial, durante un periodo de dos años podrá ejecutar los estudios que considere necesarios presentando el programa de evaluación. Para la última etapa después de declararse la comercialidad se dará inicio a la explotación del campo la cual tendrá una duración

de veinticuatro años, prorrogables hasta el límite económico siempre y cuando cumpla con algunas condiciones como tener un proyecto en ejecución de mantenimiento de presión.

7. PROBLEMATICA CONTRACTUAL

Teniendo en cuenta que en la actualidad en Colombia no existe referencia especial para el tratamiento de yacimientos no convencionales dentro de la legislación de hidrocarburos y regalías, las condiciones contractuales actuales para gas natural aplican para gas metano asociado a depósitos de carbón, gas shale y tight gas y las condiciones para petróleo pesado podrían aplicar para tarsands y shaleoil.

Para lograr incentivar a los inversionistas extranjeros a la exploración y explotación de yacimientos no convencionales en Colombia, es de vital importancia que las compañías sientan que los retornos de inversión serán primordiales sobre los riesgos.

7.1. Regulación

Colombia y en especial el Ministerio de Minas y Energía necesita garantizar la existencia de un claro marco contractual y regulatorio para atraer el interés de los inversionistas y allanar el camino en el desarrollo futuro de los yacimientos no convencionales.

Por esta razón se hace necesario el desarrollo del marco contractual y reglamentación técnica garantizando que sea lo antes posible; evitando disputas legales y retrasos en la adjudicación de las áreas para exploración por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Tabla 7. Posibles modificaciones a los términos contractuales

Términos Contractuales	Actual	Sugerido
Tiempos	<p>1. Exploración: seis (6) años con prórroga hasta la terminación de las actividades de perforación, pruebas y completamiento de los Pozos Exploratorios y/o la adquisición del programa sísmico, sin que la prórroga exceda seis (6) meses</p> <p>2. Aviso de descubrimiento: En cualquier momento dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la finalización de la perforación de cualquier Pozo Exploratorio cuyos resultados indiquen que se ha producido un Descubrimiento</p> <p>3. Explotación: veinticuatro (24) años con prórroga hasta límite económico</p>	<p>1. Exploración: Seis (6) años con prórroga de un (1) año. Adición de un periodo de pruebas piloto por dos años dentro de una de las fases exploratorias</p> <p>2. Aviso de descubrimiento: Cuatro (4) meses después de terminadas las pruebas piloto cuyos resultados indiquen que se ha producido un Descubrimiento</p> <p>3. Explotación: 30 años con prórroga hasta límite económico teniendo solo en cuenta que este activo algún proyecto de mantenimiento, recuperación secundaria, terciaria o mejorada.</p>
Obligaciones exploratorias	Depende de cada zona a adjudicarse	<p>Pozos estratigráficos</p> <p>Perforación en clústeres o pilotos para evaluar el yacimiento</p>
Devolución de áreas programa exploratorio posterior	Se podrá retener el cincuenta por ciento (50%) del Área Contratada (excluidas las Áreas de Evaluación y de Producción)	Se podrá retener el ciento por ciento (100%) del Área Contratada (excluidas las Áreas de Evaluación y de producción)

Fuente: EL AUTOR

7.2. Política fiscal

Teniendo en cuenta los retos tecnológicos y económicos asociados con el desarrollo de los yacimientos no convencionales y en algunos casos el tamaño tan reducido de las cuencas, se debe evaluar la conveniencia de suministrar incentivos fiscales específicos. Algunas de estas opciones que se podrían tener en cuenta son:

7.2.1. Variación de las regalías para proyectos de yacimientos no convencionales.

Si en la actualidad la producción de gas tiene un descuento del 20%, se puede proponer que la reducción sea un poco mayor al momento de declarar el Inicio de Explotación.

7.2.2. Variación del Impuesto de renta para proyectos de yacimientos no convencionales.

Podría calcularse un tiempo determinado para cada uno de los proyectos y proporcionar una exención al pago de impuesto sobre la renta o en su defecto hasta que se recupere el capital inicial del proyecto.

7.2.3. Depreciación acelerada

En la actualidad la depreciación se calcula en forma lineal por un periodo de diez años, si se duplica la tasa de depreciación se aligerarían los beneficios fiscales relacionados.

7.3. Planes Ambientales

En su mayoría, las regulaciones ambientales existentes en Colombia son adecuadas para manejar la producción de yacimientos no convencionales. De todas formas como la producción de hidrocarburos en algunos de estos yacimientos requiere altas producciones de agua, se debe prestar especial atención en los volúmenes, calidad, disposición en el medio ambiente.

Dentro de los planes de desarrollo de las áreas adjudicadas se debe aclarar con exactitud cómo se manejarán y tratarán las cantidades de agua que produzcan cada uno de los yacimientos.

8. CONCLUSIONES

- ❖ Colombia al ser un país cuya economía se basa en la materia prima y más específicamente en la explotación de los recursos naturales, necesita de la creación de reglas claras para crear incentivos que atraigan la inversión privada, para el desarrollo de los diferentes proyectos sin afectar el ecosistema y manejando un buen desarrollo sostenible.
- ❖ Si en los próximos años no se encuentran nuevas reservas de hidrocarburos, el país entraría en una crisis de autoabastecimiento teniendo que importar los faltantes; creando un déficit en el manejo de las finanzas lo que llevaría a tener una mayor deuda externa para poder pagar las importaciones de los energéticos faltantes. Por esta razón se deben incentivar las investigación internacionales para el desarrollo de la exploración de yacimientos no convencionales
- ❖ Colombia tiene abundancia de rocas orgánicas ricas en Formaciones Cretáceas que han sido fuentes para la generación de reservas grandes de aceite y gas asociado. Sin embargo, el contenido orgánico de estos shales no ha sido datado y no se pueden comparar con los depósitos de oil shale alrededor del mundo y por lo tanto el potencial del país aparece limitado.
- ❖ Con áreas extensas tanto en el caribe como en el Pacífico, Colombia podría tener un potencial enorme en los depósitos de hidratos de gas. Sin embargo, hay desafíos todavía significativos tecnológicos y ambientales asociados con la explotación de estos recursos.
- ❖ Disponibilidad limitada de información geológica, desafíos técnicos, escasez de personal especializado, preocupaciones de seguridad, regulación deficiente y falta de incentivos económicos (precios de energía históricamente bajos) son algunos motivos por qué estos recursos no convencionales han recibido relativamente poca atención en Colombia hasta ahora.
- ❖ Tecnologías comerciales y nuevas técnicas especializadas se hacen cada vez más disponibles para la explotación de yacimientos no convencionales en el mundo entero. Considerando la magnitud de los potenciales

geológicos, Colombia debería ser capaz de atraer a jugadores sofisticados para estos proyectos.

- ❖ Los depósitos de GMAC son los más explorados de estos recursos en términos de yacimientos existentes, pero algunas barreras de regulación tendrán que ser superadas para asegurar que el país desarrolle todo el potencial de estos yacimientos.
- ❖ La proximidad a la infraestructura de transporte disponible y la existencia de un mercado del gas creciente podría marcar un hito en el desarrollo de los depósitos de GMAC, tarsand, oilshale y gas shale en Colombia. Sin embargo, esta infraestructura requiere de altas inversiones para ampliar la capacidad de transporte del país.
- ❖ El desarrollo de los yacimientos no convencionales requieren una inversión inicial alta lo que hace los proyectos poco atractivos. Los gastos de capital pueden ser significativos, la TIR pueden llegar a ser inferiores y los desembolsos a largo plazo. Además, hay importantes desafíos tecnológicos para ser vencidos.

9. RECOMENDACIONES

- ❖ Se debe crear los mecanismos en materia tributaria que ayuden a mejorar los retornos de capital de los inversionistas privados para hacer más atractivo el negocio de los yacimientos no convencionales en Colombia.
- ❖ Mejorar los tiempos en la autorización de los planes de manejo ambiental para la explotación y exploración de recursos no renovables sin perder el concepto claro de la preservación del medio ambiente.
- ❖ Incentivar las inversiones en la infraestructura para el transporte de hidrocarburos, ya que si bien se pueden encontrar nuevas reservas estaríamos en una situación crítica de abastecimiento por la poca capacidad en la actualidad de distribución del energético.
- ❖ Modificar el marco regulatorio para incentivar el desarrollo de los yacimientos no convencionales haciendo especial énfasis en:
 - Los Términos Fiscales (incentivos económicos)
 - Aumento en los tiempos de los contratos y cada una de las fases de desarrollo de los proyectos. Entre otros.

10. FUENTES DE INFORMACIÓN

- ❖ Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH. Modelos Contractuales vigentes. <http://www.anh.gov.co>
- ❖ MINMINAS-Ministerio de Minas y Energía. Normatividad <http://www.minminas.gov.co/minminas/hidrocarburos.jsp>
- ❖ Ministerio de Minas y Energía, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Instituto Colombiano de Geología y Minería. 2008.Documento Conpes 3517. Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón.
- ❖ Arthur D Little. 2009. Estudio Definición de esquemas contractuales para Gas Metano Asociado al Carbón (CBM).
- ❖ Arthur D Little. 2008. Estudio Evaluación de Potencial de recursos no convencionales en Colombia.
- ❖ B. Grieser, J. Bray. 2007. Identification of Production Potential in Unconventional Reservoirs.
- ❖ M. Pollastro. 2007. Total petroleum systemassessment of undiscoveredresources in the giantBarnett Shale continuous(unconventional) gasaccumulation, FortWorth Basin, Texas
- ❖ D. Garbutt. 2004. Unconventional gas.
- ❖ C. Vargas. 2009. Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. Revista Academia Colombiana de las Ciencias. Volumen XXXIII, Número 126.

MODELO DE CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

SECTOR: _____

CONTRATISTA: _____

FECHA: _____

Los contratantes, a saber:

Por una parte, la **AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS**, en adelante la ANH, unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, creada por el Decreto Ley 1760 de Junio 26 de 2003, con domicilio principal en Bogotá, D.C., representada por _____, mayor de edad, identificado con la cédula de ciudadanía No. _____ expedida en _____, domiciliado en Bogotá, D.C., quien manifiesta:

1. Que en su carácter de Director General de la ANH obra en representación de esta Agencia, y
2. Que para la celebración del presente Contrato ha sido autorizado por el Consejo Directivo de la ANH, en sesión del ____ de _____, según consta en el Acta N° _____ de dicho órgano.

Por otra parte _____ sociedad organizada de acuerdo con las leyes de _____ con domicilio principal en _____, con una sucursal establecida en Colombia y domicilio principal en Bogotá, D.C., según la escritura pública No. _____ otorgada en la Notaría _____ del Círculo de Bogotá, D.C., representada por _____, mayor de edad, ciudadano Colombiano, identificado con la cédula de ciudadanía No. _____, quien manifiesta:

Nota: Si EL CONTRATISTA no tiene sucursal en Colombia al momento de la celebración del presente contrato, se incluirá el siguiente texto: "Como condición

resolutoria del presente contrato, EL CONTRATISTA se obliga a constituir una sucursal debidamente establecida en Colombia, con domicilio principal en la ciudad de Bogotá D.C., dentro de los sesenta (60) días calendario siguientes a la fecha de firma.

1. Que en su calidad de _____ obra en representación de la compañía _____.

2. Que para celebrar el presente contrato está plenamente autorizado según consta en _____ de fecha _____.

3. Que manifiesta bajo la gravedad del juramento que él y la empresa que representa no están incurso en causal alguna de incompatibilidad o de inhabilidad para celebrar el presente contrato y,

4. Que la empresa _____, ha acreditado que tiene y se obliga a mantener la capacidad financiera, técnica y operacional necesarias para ejecutar las actividades de qué trata este contrato. La compañía antes mencionada se denominará para todos los efectos EL CONTRATISTA.

La ANH y EL CONTRATISTA acuerdan celebrar el presente Contrato de Exploración y Producción (E&P), en los términos y condiciones establecidos en el Anexo A (Términos y Condiciones) y en los Anexos B (Área Contratada), Anexo C (Programa Obligatorio de Exploración) y Anexo D (Modelo de la Carta de Crédito) los cuales hacen parte integrante de este contrato. Adicionalmente forman parte integral del presente contrato los siguientes documentos:

1. Acta de declaraciones previas a la Negociación suscrita por EL CONTRATISTA, el _____.

2. El documento "Conformidad sobre Programa Exploratorio" del _____, suscrito por las partes. El Operador del presente contrato será _____.

El presente contrato se perfecciona con la suscripción del mismo por las Partes.

Los avisos y comunicaciones entre las Partes serán enviados a los representantes de las Partes, al domicilio registrado para notificaciones judiciales, que a la fecha de celebración de este contrato, son:

La ANH: XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX, Bogotá, D.C., Colombia.

EL CONTRATISTA: _____.

Cualquier cambio en la persona del representante o del domicilio arriba indicado deberá ser informado oficialmente a la otra Parte dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha del registro en la Cámara de Comercio.

Las comunicaciones entre las Partes, en relación con este contrato, se surten al recibo de la Parte a quien fueron dirigidas en los domicilios arriba indicados, y en cualquier caso cuando hayan sido entregados en el domicilio para notificaciones judiciales registrado en la Cámara de Comercio.

Para constancia, se firma en Bogotá a los _____ (_____) días del mes de _____ del año _____ (_____), en dos originales del mismo contenido.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Director General

COMPAÑÍA CONTRATISTA

Representante Legal

TABLA DE CONTENIDO

DEFINICIONES

CAPÍTULO I - OBJETO, ALCANCE Y DURACIÓN

1. Objeto
2. Alcance
3. Área Contratada
4. Duración y Períodos
5. Exclusión de derechos sobre otros recursos naturales

CAPÍTULO II - ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN

6. Programa Obligatorio de Exploración
7. Plan de Exploración
8. Modificaciones al Programa Obligatorio de Exploración
9. Programa Exploratorio Posterior
10. Exploración adicional
11. Inversión remanente
12. Problemas durante la perforación de pozos exploratorios
13. Aviso de descubrimiento
14. Programa de Evaluación
15. Declaración de comercialidad

CAPÍTULO III - ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN

16. Área de producción
17. Ampliación del área de producción
18. Plan de desarrollo
19. Entrega del plan de desarrollo
20. Actualización del plan de desarrollo
21. Programa anual de operaciones

22. Fondo de abandono

CAPÍTULO IV - CONDUCCIÓN DE LAS OPERACIONES

23. Autonomía

24. Operador

25. Operador designado

26. Obtención de permisos

27. Subcontratistas

28. Medición de la producción

29. Disponibilidad de la producción

30. Unificación

31. Gas natural presente

32. Daños y pérdidas de los activos

33. Seguimiento e inspecciones

34. Programas en beneficio de las comunidades

CAPÍTULO V - REGALÍAS Y OTRAS OBLIGACIONES GENERALES

35. Regalías

36. Precios para abastecimiento interno

37. Bienes y servicios nacionales

CAPÍTULO VI - DERECHOS CONTRACTUALES DE LA ANH

38. Derechos por el uso del subsuelo

39. Derecho por precios altos

40. Derecho económico como porcentaje de participación

41. Derechos económicos en pruebas de producción

42. Participación en la producción durante la prórroga del período de producción

43. Transferencia de tecnología

CAPÍTULO VII - INFORMACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD

- 44. Suministro de información técnica
- 45. Confidencialidad de la información
- 46. Derechos sobre la información
- 47. Información ambiental y social
- 48. Informe ejecutivo semestral
- 49. Reuniones informativas

CAPÍTULO VIII - GARANTÍAS, RESPONSABILIDADES Y SEGUROS

- 50. Garantía de cumplimiento
- 51. Responsabilidades de EL CONTRATISTA
- 52. Póliza de cumplimiento de obligaciones laborales
- 53. Seguros
- 54. Indemnidad

CAPÍTULO IX - DEVOLUCIÓN DE AREAS

- 55. Devoluciones obligatorias de áreas
- 56. Devoluciones voluntarias de áreas
- 57. Delineación de las áreas devueltas
- 58. Restauración de las áreas devueltas
- 59. Formalización de las devoluciones de áreas

CAPÍTULO X - CONDICIONES RESOLUTORIAS, INCUMPLIMIENTO Y MULTAS

- 60. Condiciones resolutorias previas
- 61. Procedimiento de incumplimiento
- 62. Multas

CAPÍTULO XI - TERMINACIÓN

- 63. Causales de terminación
- 64. Terminación del contrato por vencimiento del período de exploración
- 65. Terminación voluntaria del período de producción
- 66. Terminación unilateral
- 67. Terminación por incumplimiento
- 68. Terminación obligatoria y caducidad
- 69. Reversión de activos
- 70. Obligaciones posteriores
- 71. Abandono
- 72. Liquidación del contrato

CAPÍTULO XII - SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

- 73. Instancia ejecutiva
- 74. Instancia de peritaje y de arbitraje

CAPÍTULO XIII - DISPOSICIONES VARIAS

- 75. Derechos de cesión
- 76. Fuerza mayor y hechos de terceros
- 77. Impuestos
- 78. Moneda
- 79. Comunicados externos
- 80. Ley aplicable
- 81. Idioma
- 82. Domicilio

OTROS ANEXOS:

Anexo B.- Área Contratada

Anexo C.- Programa Obligatorio de Exploración

Anexo D.- Derechos Económicos

Anexo E.- Modelo Carta de Crédito

DEFINICIONES

Para efectos de este contrato, sin perjuicio de las definiciones legales que correspondan, las expresiones enunciadas a continuación tendrán el significado que aquí se les asigna:

Abandono: Es el taponamiento y abandono depozos, el desmantelamiento de construcciones y la limpieza y restauración ambiental de las áreas donde se hubieren realizado operaciones de Exploración, Evaluación o Producción en virtud de este contrato, conforme a la legislación colombiana.

Año: Es el período de doce (12) meses consecutivos de acuerdo con el calendario Gregoriano, contado desde una fecha específica.

Año Calendario: Es el período de doce (12) meses, comprendido entre el primero (1º) de enero y el treinta y uno (31) de diciembre, ambos inclusive, de cada año.

Área Contratada: Es la superficie y su proyección en el subsuelo identificada en el Capítulo I y alinderada en el anexo B, en la cual EL CONTRATISTA está autorizado, en virtud de este contrato, para efectuar las Operaciones de Exploración, Evaluación y Producción de Hidrocarburos que son objeto del mismo.

Área de Evaluación: Es la porción del Área Contratada en la cual EL CONTRATISTA realizó un Descubrimiento y en la que ha decidido llevar a cabo un Programa de Evaluación para establecer o no su comercialidad, de acuerdo con la cláusula 14. Esta área estará enmarcada por un polígono regular en superficie, preferiblemente de cuatro lados, que comprenderá la envolvente de la proyección vertical en superficie de la estructura o trampa geológica que contiene el Descubrimiento.

Área de Producción: Es la porción del Área Contratada en la cual se localizan uno o más Campos Comerciales, como se establece en el Capítulo III. El área de cada Campo Comercial comprenderá la envolvente de la proyección vertical en superficie del yacimiento o yacimientos que lo integran, y que defina el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con la Resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009, Decreto 3229 de 2003, o con las normas que los modifiquen o sustituyan.

Barril: Es la unidad de medida del volumen de Hidrocarburos Líquidos que equivale a cuarenta y dos (42) galones de los Estados Unidos de América, corregidos a condiciones estándar (una temperatura de sesenta grados Fahrenheit (60°F) y a una (1) atmósfera de presión absoluta).

Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo: Son las operaciones y los procedimientos buenos, seguros y eficientes comúnmente empleados por operadores prudentes y diligentes en la industria internacional del petróleo, bajo condiciones y circunstancias similares a las que se presenten en desarrollo de las actividades de este contrato, principalmente en aspectos relacionados con la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo beneficio económico en la recuperación final de las reservas, la reducción de las pérdidas, la seguridad operacional y la protección del medio ambiente, entre otros, en cuanto no contraríen la Ley Colombiana.

Campo Comercial: Es la porción del Área Contratada en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos descubiertos, que EL CONTRATISTA ha decidido explotar comercialmente.

Campo de Hidrocarburos no Convencionales: Es el área limitada por una formación rocosa donde la acumulación es predominantemente regional, extensa y la mayoría de las veces independiente de trampas estratigráficas o estructurales. Generalmente poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petro físicas. Su desarrollo requiere de alta tecnología, se les asocia muchas reservas y son capaces de producir por varias décadas.

Declaración de Comercialidad: Es la comunicación escrita de EL CONTRATISTA a la ANH, mediante la cual declara que el Descubrimiento que ha hecho en el Área Contratada es un Campo Comercial.

Descubrimiento: Se entiende que existe un descubrimiento de yacimientos de hidrocarburos no convencionales cuando mediante perforación con taladro o con equipo asimilable se logra el hallazgo de la roca en la cual se encuentran Hidrocarburos acumulados y mediante pruebas iniciales de fluidos se establece que se comporta como unidad independiente en cuanto a mecanismos de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de fluidos.

Día: Período de veinticuatro (24) horas que se inicia a las cero horas (00:00) y termina a las veinticuatro horas (24:00).

Desarrollo u Operaciones de Desarrollo: Son las actividades y obras realizadas por EL CONTRATISTA que incluyen, sin ser éste un listado taxativo, la perforación, completamiento y equipamiento de pozos de desarrollo; el diseño, construcción, instalación y mantenimiento de equipos, tuberías, líneas de transferencia, tanques de almacenamiento, métodos artificiales de producción, sistemas de recuperación primaria y mejorada, sistemas de trasiego, tratamiento, almacenamiento entre otros, dentro de un Área de Producción en el Área Contratada y fuera de ella en cuanto resulte necesario.

Evaluación u Operaciones de Evaluación:

Son todas las operaciones y actividades realizadas por EL CONTRATISTA en un Área de Evaluación conforme a lo estipulado en la cláusula 14, con el propósito de evaluar un Descubrimiento delimitar la geometría del yacimiento o yacimientos dentro del Área de Evaluación y determinar, entre otros, la viabilidad de extraer Hidrocarburos de yacimientos no convencionales en cantidad y calidad económicamente explotables y el impacto que sobre el medio ambiente y el entorno social pueda causar su explotación comercial. Tales operaciones incluyen la perforación de Pozos de Exploración, Clústeres, Pozos pilotos, la adquisición de programas sísmicos de detalle, la ejecución de pruebas de producción, y, en general, otras operaciones orientadas a determinar si el Descubrimiento es un Campo Comercial y para delimitarlo.

Explotación: Comprende el Desarrollo y la producción.

Facilidades de Producción: Instalaciones, plantas, vasijas de producción y demás equipos para las actividades de producción, separación, tratamiento, conducción y almacenamiento de hidrocarburos en el campo

Fecha Efectiva: Es el Día calendario inmediatamente siguiente a la fecha de firma del contrato o de la terminación de la fase “cero” cuando haya lugar.

Gas Natural: Mezcla natural de Hidrocarburos en estado gaseoso a condiciones estándar (temperatura de sesenta grados Fahrenheit (60° F) y a una (1) atmósfera de presión absoluta) compuesta por los miembros más volátiles de la serie parafínica de Hidrocarburos.

Hidrocarburos: Compuestos orgánicos constituidos principalmente por la combinación natural de carbono e hidrógeno, así como también de aquellas sustancias que los acompañan o se derivan de ellos.

Hidrocarburos Líquidos: Hidrocarburos que en condiciones estándar de temperatura y presión (60 grados Fahrenheit y a una (1) atmósfera de presión absoluta) están en estado líquido en la cabeza del pozo o en el separador, así como los destilados y condensados que se extraen del gas.

Hidrocarburos Líquidos Pesados: Hidrocarburos Líquidos con una gravedad API igual o inferior a quince grados (15° API).

Hidrocarburos no Convencionales: Hidrocarburos presentes en el subsuelo en estado diferente a los Hidrocarburos Líquidos convencionales o gas libre, incluyendo gas asociado a los primeros; o Hidrocarburos que se encuentren en yacimientos no convencionales. Esta definición incluye Hidrocarburos tales como

crudos extra pesados, arenas bituminosas, gas en depósitos de carbón, yacimientos de muy baja porosidad (tight) e hidratos de gas.

Interés Moratorio: Cuando se trate de pesos, será la máxima tasa de interés moratorio legalmente permitida certificada por la autoridad competente; cuando se trate de dólares de los Estados Unidos de América, será la tasa principal LIBOR (London InterbankBorrowingOfferedRate) a tres (3) meses para los depósitos en dólares, incrementada en cuatro puntos porcentuales (LIBOR más 4%).

Mes: Período contado a partir de cualquier Día de un mes calendario y que termina el Día anterior al mismo Día del mes calendario siguiente, o, si se trata del Día primero, el último Día del mes en curso.

Multas: Constituyen apremios a EL CONTRATISTA para la satisfacción oportuna, eficaz y eficiente de las obligaciones a su cargo, y, por lo tanto, no tienen carácter de estimación anticipada de perjuicios, de manera que pueden acumularse con cualquiera otra forma de indemnización. La cancelación o deducción de las mismas no exonera a EL CONTRATISTA de satisfacer sus obligaciones y compromisos, ni de ejecutar y terminar las actividades a su cargo, ni de entregar los resultados, productos y documentos y demás información requerida.

Operador: Será quien haya demostrado ante la ANH la capacidad jurídica, técnica, operacional y financiera, de conformidad con los reglamentos de contratación de la ANH y haya sido aprobado por ésta para llevar a cabo las Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción. El operador será el representante de EL CONTRATISTA ante la ANH.

Operador Designado: Es la compañía designada por EL CONTRATISTA para realizar las operaciones objeto del contrato, bajo la responsabilidad de EL CONTRATISTA, cuya designación deberá ser previamente aprobada por la ANH.

Partes: Son partes del contrato, a partir de la suscripción del mismo, la ANH y EL CONTRATISTA.

Posteriormente, y en cualquier tiempo, serán la ANH de una parte y EL CONTRATISTA y/o sus cesionarios debidamente aceptados por la ANH, de la otra. Cuando la Parte EL CONTRATISTA esté conformada por un número plural de empresas, será el Operador quien actúe como su representante ante la ANH.

Período de Exploración: Es el lapso de seis (6) años contado a partir de la Fecha Efectiva, así como cualquier prórroga otorgada, durante el cual EL CONTRATISTA deberá llevar a cabo el Programa Exploratorio.

Período de Producción: Es, respecto de cada Área de Producción, el lapso de hasta treinta (30) años y sus extensiones, si las hay, contado desde la fecha de la Declaración de Comercialidad del Campo Comercial correspondiente, durante el cual EL CONTRATISTA deberá realizar las Operaciones de Desarrollo y de Producción.

Plan de Desarrollo: Es el documento guía preparado por EL CONTRATISTA, de acuerdo con la cláusula 18, para adelantar la Explotación técnica, eficiente y económica de cada Área de Producción, y contendrá, entre otros aspectos, el cálculo de reservas de Hidrocarburos, la descripción de facilidades de Producción y transporte de Hidrocarburos, los pronósticos de Producción de Hidrocarburos para el corto y mediano plazo, un programa de Abandono y los Programas de Trabajos de Explotación para lo que resta del Año Calendario en curso o del Año Calendario siguiente.

Pozo Exploratorio: Es un pozo a ser perforado por EL CONTRATISTA en busca de yacimientos de Hidrocarburos no convencionales, en un área no probada como productora de Hidrocarburos.

Pozo Abandonado: Pozo que se decide no utilizar para ningún fin, el cual debe ser taponado adecuadamente.

Pozo de Desarrollo: Pozo que se perfora con el propósito de contribuir a la exploración de yacimientos después del período de exploración y evaluación.

Pozo Estratigráfico: Perforación tendiente a determinar la constitución litológica y las propiedades físicas de la secuencia estratigráfica existente en el subsuelo de un lugar determinado. El porcentaje de núcleos convencionales extraídos del pozo estratigráfico debe ser de por lo menos un 5% del espesor total de la columna cortada en el mismo. El resto de la información estratigráfica se debe completar con ripios o cortes de pozo (con toma de muestras cada 15 pies), con los fluidos y gases contenidos en la secuencia y con los registros de pozo (eléctricos, sínicos, visuales, radiactivos y térmicos). De acuerdo con las características estratigráficas de la cuenca la profundidad del pozo debe alcanzar basamento o diez mil (10.000) pies. Para llevar a cabo la perforación de un pozo estratigráfico es posible emplear taladros con diferente potencia, de acuerdo con la profundidad programada y el diámetro de los núcleos de roca a recuperar.

Pozos Piloto Exploratorios: Conjunto de pozos que se realizan con el propósito de evaluar el potencial de los yacimientos no convencionales y las mejores prácticas de perforación y completamiento, las cuales determinarán el patrón de pozos a perforar en la etapa de desarrollo para lograr el máximo drenaje del área que se va a explotar.

Producción u Operaciones de Producción: Son todas las operaciones y actividades realizadas por EL CONTRATISTA en un Área de Producción en relación con los procesos de extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento y trasiego de los Hidrocarburos hasta el Punto de Entrega, el Abandono y las demás operaciones relativas a la obtención de Hidrocarburos.

Programa Exploratorio: Es el programa de Operaciones de Exploración pactado que EL CONTRATISTA se obliga a ejecutar como mínimo, durante cada fase del Período de Exploración en la que entre.

Programa Exploratorio Posterior: Es el programa de Operaciones de Exploración que EL CONTRATISTA se obliga a ejecutar con posterioridad a la finalización del Período de Exploración.

Programa de Evaluación: Es el plan de Operaciones de Evaluación presentado por EL CONTRATISTA a la ANH, con el propósito de evaluar un Descubrimiento y determinar si se trata de un Campo Comercial. La ejecución del Programa de Evaluación y presentación del informe de resultados a la ANH son requisitos para declarar si un Descubrimiento es un Campo Comercial.

Programa de Trabajo: Es la descripción de las actividades y de las Operaciones de Exploración, Evaluación y/o Producción del Área contratada en los términos de este contrato. El Programa de Trabajo incluirá el cronograma conforme al cual EL CONTRATISTA comenzará y completará las actividades y el presupuesto correspondiente.

Prueba Piloto Exploratoria: Periodo para evaluar el yacimiento del área contratada como; su capacidad productiva, características del reservorio (porosidad primaria y secundaria, permeabilidad primaria y secundaria, longitud de fractura y otros), evaluar el radio de drenaje, interferencia, espaciamiento entre pozos y los posibles completamientos y tecnologías de estimulación en los pozos de hidrocarburos no convencionales.

Punto de Entrega: Es el sitio definido por las Partes en donde EL CONTRATISTA pone a disposición de la ANH la porción de la producción de Hidrocarburos correspondiente a las Regalías, establecidas en la Ley, así como los derechos económicos, proveniente del (los) campo (s) comercial (es), en las especificaciones mínimas para la entrada al sistema de transporte que use EL CONTRATISTA, contenidas en la reglamentación aplicable. A partir de ese punto el dominio y custodia de tal porción de los Hidrocarburos producidos pasará a la ANH. En el caso de que las partes no lleguen a un acuerdo en relación con la definición del Punto de Entrega, éste será determinado por la ANH, y en todo caso

será un punto ubicado a la salida de la unidad de tratamiento o a la entrada al sistema de transporte que use EL CONTRATISTA.

Punto de Fiscalización: Es el sitio aprobado por el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que asuma esta responsabilidad a futuro, con el objeto de determinar el volumen de Hidrocarburos correspondientes a las Regalías, el volumen de Hidrocarburos de EL CONTRATISTA y definir los volúmenes relevantes para el cálculo de los derechos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Vigencia del contrato: El lapso comprendido entre la suscripción del contrato y su liquidación.

WTI: Crudo denominado "West Texas Intermediate" de calidad y punto de entrega definidos por el "New York Mercantile Exchange" (NYMEX), cuyo precio es utilizado como referencia para el mercado de futuros de petróleo crudo. El valor de referencia del crudo "WTI" para todos los efectos del presente contrato será el mismo que utilice el Ministerio de Minas y Energía para la liquidación de regalías en el período correspondiente.

Yacimiento de Hidrocarburos: Es toda roca en la que se encuentran acumulados Hidrocarburos y que se comporta como una unidad independiente en cuanto mecanismos de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de los fluidos de acuerdo con lo definido por el Ministerio de Minas en la Resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009, el Decreto 3229 de 2003 y cualquier norma que los modifique.

Yacimiento Descubierto No Desarrollado: Yacimiento descubierto mediante perforación, devuelto al administrador del recurso por no comercialidad o por cualquier otro motivo, y que se encuentra bajo su jurisdicción.

Nota: En caso de conflictos entre estas definiciones con definiciones legales o providencias judiciales prevalecerán estas últimas.

CAPÍTULO I – OBJETO, ALCANCE Y DURACIÓN

1. OBJETO:

En virtud del presente Contrato se otorga exclusivamente a EL CONTRATISTA el derecho a explorar el Área Contratada, y a producir los Hidrocarburos no convencionales de propiedad del Estado que se descubran dentro de dicha área, en los términos de este contrato. EL CONTRATISTA tendrá derecho a la parte de la producción de los Hidrocarburos no convencionales que le correspondan, provenientes del Área Contratada, en los términos del presente contrato.

2. ALCANCE:

EL CONTRATISTA, en ejercicio de ese derecho, adelantará las actividades y operaciones materia de este contrato, a su exclusivo costo y riesgo, proporcionando todos los recursos necesarios para proyectar, preparar y llevar a cabo las actividades y Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción, dentro del Área Contratada.

Parágrafo: Se excluyen del presente contrato los Yacimientos Descubiertos No Desarrollados que se encuentren dentro del Área Contratada, sobre los cuales cualquiera de las partes tenga conocimiento al momento de la firma del contrato. EL CONTRATISTA declara no conocer la existencia de yacimientos descubiertos no desarrollados diferentes a los relacionados en las actas previas a la suscripción de este contrato, de ser el caso.

3. ÁREA CONTRATADA:

Comprende la superficie delimitada por las coordenadas del anexo. El Área Contratada se reducirá gradualmente de acuerdo con lo señalado en el presente contrato.

3.1. Restricciones: En caso que una porción del Área Contratada se extienda a áreas comprendidas dentro del sistema de Parques Nacionales Naturales u otras zonas reservadas, excluidas o restringidas, delimitadas geográficamente por la autoridad correspondiente, o cuando sobre el Área Contratada se extiendan zonas con las mismas o similares características anteriormente señaladas, EL CONTRATISTA se obliga a acatar las condiciones que respecto de tales áreas impongan las autoridades competentes. La ANH no asumirá responsabilidad alguna a este respecto. Cuando la ANH conozca cualquier pretensión de propiedad privada de los Hidrocarburos del subsuelo dentro del Área Contratada, le dará el trámite que corresponda de conformidad con las disposiciones legales.

4. DURACIÓN Y PERÍODOS:

Los términos de duración de cada período y fase de este contrato se regulan como sigue:

4.1. Período de Exploración: El Período de Exploración tendrá una duración de cuatro (4) años a partir de la Fecha Efectiva y se dividirá en las fases que se describen en el presente contrato. La primera fase comienza en la Fecha Efectiva, y las siguientes fases el Día calendario inmediatamente siguiente a la fase que le precede.

4.1.1. Derecho de renuncia en el Período de Exploración: Durante el transcurso de cualquiera de las fases del Período de Exploración, EL CONTRATISTA tendrá derecho a renunciar al presente contrato, siempre y cuando haya cumplido satisfactoriamente el Programa Exploratorio de la fase en curso y las demás obligaciones a su cargo. Para tal efecto, EL CONTRATISTA dará aviso escrito a la ANH, previamente a la terminación de la fase en progreso.

Sin embargo, cuando una fase del Programa Exploratorio sea igual o superior a dieciocho (18) meses, EL CONTRATISTA podrá renunciar al contrato dentro de este término. En este caso, deberá entregar a la ANH el valor faltante por ejecutar hasta completar el veinticinco por ciento (25%) del valor de las actividades no cumplidas del Programa Exploratorio de la fase correspondiente y el cien por ciento (100%) del valor del Programa Exploratorio Adicional de la fase correspondiente cuando haya lugar, que conforman el programa obligatorio de exploración.

4.1.2. Prórroga de una fase del Período de Exploración: A solicitud de EL CONTRATISTA, la ANH prorrogará la fase en progreso del Período de Exploración hasta la terminación de las actividades de perforación, pruebas y completamiento de los Pozos Exploratorios y/o la adquisición del programa sísmico, sin que la prórroga exceda un (1) año, siempre que se hayan cumplido las siguientes condiciones:

- a) Que las Operaciones de Exploración antes mencionadas formen parte del Programa Exploratorio y se hubieren iniciado por lo menos un (1) Mes antes de la fecha de terminación de la respectiva fase del Período de Exploración.
- b) Que EL CONTRATISTA haya ejecutado en forma ininterrumpida tales Operaciones de Exploración, y
- c) Que no obstante la diligencia aplicada para la ejecución de tales Operaciones de Exploración, EL CONTRATISTA estime razonablemente que el tiempo restante es insuficiente para concluir las mismas antes del vencimiento de la fase en curso.

Con la solicitud de prórroga, EL CONTRATISTA entregará a la ANH los documentos en los que fundamenta su solicitud, acompañados de un cronograma

de actividades que asegure la finalización de los trabajos en un período de tiempo razonable. La prórroga de la garantía correspondiente, conforme a los requisitos estipulados en la cláusula 50, deberá ser entregada a la ANH dentro de los cinco (5) días siguientes a la aprobación de la prórroga.

Para la aplicación de lo dispuesto en esta cláusula se entenderá que las Operaciones de Exploración sísmica inician con el registro continuo. Para los mismos efectos, se entiende que la perforación de pozos con taladro comienza al momento del inicio del giro continuo del mismo para dicha perforación.

Parágrafo: En el evento en que alguna de las actividades exploratorias afecte a una comunidad de un resguardo o a un asentamiento de un grupo étnico cuya existencia haya sido certificada por la autoridad competente, la ANH evaluará el otorgamiento de un plazo adicional para el cumplimiento de las actividades a efectuarse dentro del área de influencia de las comunidades. El otorgamiento del plazo procederá si, a juicio de las autoridades competentes, EL CONTRATISTA está desarrollando de manera diligente las actividades necesarias para el desarrollo de la consulta previa.

4.2. Período de Pruebas Piloto: El periodo de pruebas piloto tendrá una duración de tres (3) años contados a partir de la fecha en que termine el periodo de exploración previa autorización de la ANH, para cuyos efectos se debe presentar el informe de los trabajos realizados en las etapas exploratorias junto con un mapa del área del yacimiento, de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 3229 de 2003, o las normas que lo modifiquen o sustituyan y tener aprobadas las facilidades de producción a utilizar por parte del Ministerio de Minas y Energía, las cuales deberán ser instaladas bajo el cumplimiento de las normas técnicas nacionales e internacionales en la materia.

Adicionalmente, el contratista deberá presentar un programa de pruebas el cual contenga la cantidad de pozos y el espaciamiento entre ellos, completamientos, programa de producción, pruebas de presión, entre otros. Si el área contratada se divide en zonas para facilitar las pruebas se debe enviar las consideraciones para tomar la decisión.

4.2.2. Prórroga del Período de Pruebas Piloto: A solicitud de EL CONTRATISTA, la ANH prorrogará el Período de pruebas piloto sin que la prórroga exceda un (1) año, siempre que se hayan cumplido las siguientes condiciones:

- a) Que EL CONTRATISTA haya ejecutado en forma ininterrumpida las pruebas piloto, y
- c) que la diligencia aplicada para la ejecución de las pruebas piloto, EL CONTRATISTA estime razonablemente que el tiempo restante es insuficiente para concluir las antes del vencimiento del periodo de pruebas piloto.

Con la solicitud de prórroga, EL CONTRATISTA entregará a la ANH los documentos en los que fundamenta su solicitud, acompañados de un cronograma de actividades que asegure la finalización de los trabajos. La prórroga de la garantía correspondiente, conforme a los requisitos estipulados en la cláusula 50, deberá ser entregada a la ANH dentro de los cinco (5) días siguientes a la aprobación de la prórroga.

4.3. Período de Producción: El Período de Producción tendrá una duración de treinta (30) años contados, a partir de la fecha en la que la ANH reciba de EL CONTRATISTA la Declaración de Comercialidad. El Período de Producción se predica separadamente respecto de cada Área de Producción y, por lo tanto, todas las menciones a la duración, extensión o terminación del Período de Producción se refieren a cada Área de Producción en particular.

4.3.1. Prórroga del Período de Producción: A elección de EL CONTRATISTA, la ANH prorrogará el Período de Producción por periodos sucesivos de hasta diez (10) años, y hasta el límite económico del Campo Comercial, siempre y cuando se cumplan, para cada período, las siguientes condiciones:

- a) Que EL CONTRATISTA formule la solicitud de prórroga por escrito a la ANH con una antelación no mayor de cuatro (4) Años pero no inferior a un (1) Año con respecto a la fecha de vencimiento del Período de Producción de la respectiva Área de Producción,
- b) Que el Área de Producción esté produciendo de yacimientos no convencionales regularmente en los cinco (5) años previos a la fecha de la solicitud,
- c) Que EL CONTRATISTA demuestre que durante los cuatro (4) años calendario anteriores a la fecha de la solicitud ha tenido activo un proyecto de mantenimiento de presión o de recuperación secundaria, terciaria o mejorada, y
- d) que EL CONTRATISTA entregue a la ANH, durante la(s) prórroga(s), en el Punto de Entrega, un ocho por ciento (8%) adicional de la producción de los hidrocarburos de yacimientos no convencionales en condiciones de venta después de regalías y otras participaciones.

Parágrafo: Si EL CONTRATISTA no satisface en su totalidad o en todo su alcance la condición exigida en el literal c) anterior, la ANH, previo el análisis de las razones presentadas por EL CONTRATISTA, podrá o no otorgar la prórroga correspondiente.

Queda entendido que la denegación de la misma por parte de la ANH no dará lugar a desacuerdo y no se someterá al procedimiento establecido en el Capítulo XII de este contrato. En todos los casos, la prórroga del Período de Producción se formalizará mediante la firma de un otrosí al contrato.

5. EXCLUSIÓN DE DERECHOS SOBRE OTROS RECURSOS NATURALES:

Los derechos otorgados en este contrato se refieren en forma exclusiva a los Hidrocarburos producidos de yacimientos no convencionales de propiedad del Estado que se descubran dentro del Área Contratada, y, por consiguiente, no se extenderán a algún otro recurso natural que pueda existir en dicha área.

Parágrafo: A efecto de evitar que las Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y/o Producción que EL CONTRATISTA pretenda llevar a cabo en el Área Contratada interfieran con programas de trabajo e inversiones previamente aprobados por las autoridades competentes, correspondientes a contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales o de minerales existentes en el Área Contratada, EL CONTRATISTA acordará con los terceros titulares de tales contratos la manera en que se adelantarán las Operaciones y los programas de trabajo de cada uno de los interesados para garantizar el desarrollo sostenible de los recursos naturales.

En el caso que EL CONTRATISTA y el (los) tercero(s) titular(es) del (los) contrato(s) para la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales o minerales no logren un acuerdo al respecto, el desacuerdo se someterá a decisión del Ministerio de Minas y Energía o la entidad que haga sus veces, para que resuelva el desacuerdo. En todo caso, durante el plazo de la negociación y de la resolución del desacuerdo se suspenderá el cumplimiento de las obligaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y/o Producción que se vean afectadas y la ANH reconocerá la totalidad del plazo contractual que faltaba, al inicio de la suspensión, siempre y cuando EL CONTRATISTA demuestre que ha actuado con diligencia en la gestión de negociación.

CAPÍTULO II - ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN

6. PROGRAMA OBLIGATORIO DE EXPLORACIÓN:

Durante el Período de Exploración, EL CONTRATISTA llevará a cabo el Programa Exploratorio de cada fase que se firme con la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Para el cumplimiento de las obligaciones del Programa Exploratorio, los Pozos Exploratorios propuestos por EL CONTRATISTA deberán ser Pozos Exploratorios para un nuevo yacimiento, del tipo A-3. En todo caso, la ANH se reserva el derecho de aprobar otro tipo de Pozos Exploratorios cuando las condiciones técnicas así lo ameriten.

7. PLAN DE EXPLORACIÓN:

EL CONTRATISTA se obliga a presentar a la ANH el Plan de Exploración para la fase que inicia, en donde se describa la forma como dará cumplimiento a sus obligaciones, incluyendo los términos y condiciones conforme a los cuales desarrollará los programas en beneficio de las comunidades en las áreas de influencia de los trabajos exploratorios, con antelación no inferior a ocho (8) días calendario respecto al inicio de cada fase del Período de Exploración. Para la primera fase, EL CONTRATISTA deberá entregar el Plan de Exploración en un término de treinta (30) días calendarios contados a partir de la Fecha Efectiva.

8. MODIFICACIONES AL PROGRAMA OBLIGATORIO DE EXPLORACIÓN:

Las modificaciones al Programa Obligatorio de Exploración se registrarán de acuerdo con las siguientes disposiciones:

8.1. En el transcurso de la primera mitad del plazo de cualquier fase del Período de Exploración, EL CONTRATISTA podrá sustituir la adquisición y procesamiento de un programa sísmico contenido en el Programa Exploratorio inicialmente presentado para la fase en progreso, por la perforación de uno o más pozos exploratorios o por la adquisición y procesamiento de un programa sísmico de tecnología más moderna, siempre que el esfuerzo financiero del nuevo Programa Exploratorio sea equivalente o superior al inicialmente presentado para la respectiva fase. En este caso EL CONTRATISTA informará previamente y por

escrito a la ANH de la sustitución de Operaciones de Exploración que pretende llevar a cabo.

8.2. Si, luego de la perforación de un Pozo Exploratorio que resulte seco, EL CONTRATISTA juzga que las perspectivas del Área Contratada no justifican la perforación inmediatamente posterior de un Pozo Exploratorio contenido en el Programa Exploratorio, EL CONTRATISTA podrá sustituir la perforación de hasta un (1) Pozo Exploratorio por la adquisición y procesamiento de un programa sísmico, siempre que el esfuerzo financiero resultante sea equivalente o superior al Programa Exploratorio original para la respectiva fase, y que EL CONTRATISTA informe previamente y por escrito a la ANH de la sustitución que pretende llevar a cabo.

9. PROGRAMA EXPLORATORIO POSTERIOR:

Al finalizar el Período de Exploración, y siempre que exista un Área de Evaluación o un Área de Producción o un Descubrimiento realizado por EL CONTRATISTA en la última fase del Período de Exploración en el Área Contratada, EL CONTRATISTA podrá retener el ciento por ciento (100%) del Área Contratada (excluidas las Áreas de Evaluación y de Producción) para adelantar en el área retenida, y fuera de las Áreas de Evaluación y de Producción, un Programa Exploratorio Posterior. En este caso, se aplicará el siguiente procedimiento:

a) Antes de la fecha de terminación de la última fase del Período de Exploración, EL CONTRATISTA avisará por escrito a la ANH de su intención de adelantar un Programa de Exploración Posterior.

b) El aviso debe describir las Operaciones de Exploración que constituyen el Programa de Exploración Posterior que EL CONTRATISTA se obliga a realizar desde la terminación de la última fase del Programa Exploratorio. Cada una de las fases del Programa Exploratorio Posterior, con un máximo de dos (2) fases de dieciocho (18) meses cada una, debe contener como mínimo la perforación de dos Pozos Exploratorios del tipo A-3.

c) Cumplidas oportunamente las obligaciones de la primera fase del Programa Exploratorio Posterior, EL CONTRATISTA podrá optar por no continuar a la segunda fase, lo que impone la devolución de la totalidad de las áreas retenidas para este efecto o, alternativamente, el derecho a continuar con la segunda fase, si procede, caso en el cual se obliga a devolver el cincuenta (50%) de las áreas retenidas, excluidas las Áreas de Evaluación y de Producción existentes. EL

CONTRATISTA informará por escrito a la ANH de su decisión dentro del mes siguiente a la terminación de la primera fase.

Las devoluciones de áreas de qué trata esta cláusula se entienden sin perjuicio de las Áreas de Pruebas Piloto y de las Áreas de Producción existentes. Finalizado el Programa de Exploración Posterior, el Área Contratada quedará reducida a las Áreas de Pruebas Piloto y/o Áreas de Producción existentes en ese momento.

10. EXPLORACIÓN ADICIONAL:

EL CONTRATISTA podrá llevar a cabo Operaciones de Exploración adicionales a las contenidas en el Programa Exploratorio o en el Programa Exploratorio Posterior, sin que por razón de tales Operaciones de Exploración se modifique el plazo pactado para la ejecución del Programa Exploratorio o del Programa Exploratorio Posterior de la fase en curso o de las fases siguientes. EL CONTRATISTA deberá informar previamente a la ANH sobre la ejecución de las Operaciones de Exploración adicionales que pretende realizar. Si dichas Operaciones de Exploración son las definidas en el Programa Exploratorio de la siguiente fase y EL CONTRATISTA desea que tales operaciones de exploración adicionales le sean acreditadas al cumplimiento de los compromisos exploratorios de la siguiente fase, lo solicitará por escrito a la ANH la cual, a su sola discreción, determinará si acepta o no dicha acreditación. En caso que la solicitud sea aceptada por parte de la ANH, ésta determinará la forma como se acreditarán en todo o en parte las operaciones de exploración adicionales a los compromisos de la fase siguiente del Período de Exploración.

11. INVERSIÓN REMANENTE:

Si EL CONTRATISTA no ejecuta en su totalidad las inversiones obligatorias asociadas al Programa de Exploración, deberá transferir el balance no invertido a la ANH dentro de los sesenta (60) días siguientes a la terminación de la correspondiente fase. A criterio de la ANH, la anterior suma podrá ser destinada a trabajos exploratorios en otras áreas seleccionadas de mutuo acuerdo. Para efectos de verificar la ejecución del presupuesto de inversión establecido, EL CONTRATISTA deberá presentar ante la ANH un certificado del Revisor Fiscal donde conste el valor de la inversión ejecutada para dicha fase, dentro de los treinta (30) días siguientes a su terminación.

12. PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS:
Durante la perforación de un Pozo Exploratorio correspondiente al Programa Exploratorio o al Programa Exploratorio Posterior, y antes de alcanzar la profundidad objetivo, si se llegasen a presentar problemas no controlables de tipo geológico tales como cavidades, presiones anormales, formaciones impenetrables, pérdidas severas de circulación u otras condiciones de tipo técnico que impidan continuar perforando el Pozo Exploratorio, a pesar del empeño de EL CONTRATISTA de continuar los trabajos de perforación de acuerdo con las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo, cuando la profundidad del pozo haya superado los mil quinientos (1.500) metros, EL CONTRATISTA podrá solicitar a la ANH dar por cumplida la obligación de perforación, mediante la presentación de un informe técnico donde se describa en detalle la situación presentada y los esfuerzos realizados para superar el problema. Dicho informe deberá presentarse a la ANH en un plazo no mayor de quince (15) días calendario contados desde que se presentó el problema no controlable antes mencionado.

Si la ANH acepta que EL CONTRATISTA dé por terminadas las operaciones de perforación del pozo en cuestión, EL CONTRATISTA deberá adquirir un registro de resistividad y otros de rayos gama hasta la máxima profundidad que sea posible y abandonar o completar el pozo hasta la profundidad alcanzada. En este caso la obligación del Programa Exploratorio correspondiente a dicho pozo se entenderá cumplida. En caso contrario EL CONTRATISTA deberá perforar el pozo con desviación (sidetrack) o un nuevo pozo y la ANH otorgará el plazo necesario para cumplir esta obligación.

13. AVISO DE DESCUBRIMIENTO:

En cualquier momento dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la finalización de la perforación de cualquier Pozo Exploratorio cuyos resultados indiquen que se ha producido un Descubrimiento, EL CONTRATISTA deberá informarlo por escrito a la ANH, acompañando su aviso de un informe técnico que contenga los resultados de las pruebas realizadas, la descripción de los aspectos geológicos y los análisis efectuados a los fluidos y rocas, en la forma que indique el Ministerio de Minas y Energía o la autoridad que haga sus veces.

14. PROGRAMA DE EVALUACION:

Si EL CONTRATISTA considera que un Descubrimiento tiene potencial comercial, presentará y ejecutará un Programa de Evaluación de dicho Descubrimiento, de acuerdo con lo establecido en esta cláusula. Si el Descubrimiento tiene lugar en el Período de Exploración, EL CONTRATISTA presentará el Programa de Evaluación dentro de los seis (6) meses siguientes a la finalización de la perforación del Pozo Exploratorio descubridor o de la finalización del Período de Exploración, lo que ocurra primero. Si el Descubrimiento es resultado de la ejecución del Programa Exploratorio Posterior, EL CONTRATISTA presentará el Programa de Evaluación dentro de los seis (6) meses siguientes a la finalización de la perforación del Pozo Exploratorio descubridor.

14.1. Contenido del Programa de Evaluación:

Las demás cláusulas del programa de evaluación, producción, operación y derechos contractuales se mantendrían igual al contrato original de E&P de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.