



**EL CONTRATO E&P DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN  
COLOMBIA. PERSPECTIVAS ESTRATÉGICAS Y RECOMENDACIONES DESDE  
EL SECTOR PRIVADO**

**ANGELA TERESA NAVARRETE RODRIGUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2013**

**EL CONTRATO E&P DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN  
COLOMBIA. PERSPECTIVAS ESTRATÉGICAS Y RECOMENDACIONES DESDE  
EL SECTOR PRIVADO**

**ANGELA TERESA NAVARRETE RODRIGUEZ**

**Monografía presentada como requisito para optar al título de  
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**DIRECTOR**

**IVAN DARIO OLAYA LOPEZ (M.Sc.)**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2013**

## AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos:

A mi familia por su incondicional apoyo durante cada etapa de mi vida.

A Ivan Dario Olaya por la confianza, paciencia y enseñanzas que me brindó. Por su permanente orientación, interés y preocupación en el desarrollo y finalización de este trabajo.

A Cesar Diaz y a Ivan Leyva por sus importantes contribuciones y asesorías en el desarrollo del trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander y el cuerpo docente y administrativo de la Especialización en Gerencia de Hidrocarburos por la formación académica recibida.

A PACIFIC RUBIALES ENERGY por la financiación y el apoyo para la realización de mis estudios de postgrado y de este trabajo.

A todas aquellas personas que directa o indirectamente colaboraron en la realización de este trabajo.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCION</b>	14
<b>1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b>	15
<b>2. JUSTIFICACION</b>	16
<b>3. OBJETIVOS</b>	17
3.1 OBJETIVO GENERAL	17
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
<b>4. YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES</b>	18
4.1 DEFINICIONES BASICAS	18
4.1.1 Hidratos de gas metano ( <i>Gas Hydrate</i> )	19
4.1.2 Gas asociado a carbón ( <i>Coal Bed Methane</i> )	19
4.1.3 Arenas Bituminosas ( <i>Tar Sands, Oil sands</i> )	20
4.1.4 Petróleo de Shales ( <i>Oil Shale</i> )	20
4.1.5 Gas de Shales ( <i>Shale Gas</i> )	20
4.1.6 Gas en Arenas apretadas ( <i>Tight Gas</i> )	21
4.1.7 Crudos pesados ( <i>Heavy Oil</i> )	21
4.2 CONTEXTO TEORICO	22
<b>5. ANÁLISIS DE LOS MODELOS CONTRACTUALES E&amp;P PARA YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES</b>	25
5.1 ANÁLISIS DEL MODELO CONTRACTUAL E&P EN COLOMBIA	25

5.1.1	Periodo de Exploración	25
5.1.2	Periodo de Producción	26
5.1.3	Fondo de Abandono	27
5.1.4	Planes de Beneficio de las Comunidades	27
5.1.5	Derechos económicos	27
5.1.6	Derechos económicos por uso de subsuelo en áreas de Exploración	27
5.1.7	Derechos económicos por uso de subsuelo en áreas de Evaluación Técnica y Producción	28
5.1.8	Derechos económicos por precios altos	28
5.1.9	Derecho económico como porcentaje de participación en la producción	30
5.1.10	Derechos económicos en pruebas de producción	30
5.1.11	Transferencia de tecnología	30
5.1.12	Devoluciones de áreas	30
5.1.13	Regalías	31
5.1.14	Impuestos	31
5.1.15	Multas	32
5.1.16	Terminaciones del contrato	32
5.2	ANÁLISIS MODELO CONTRACTUAL E&P EN ARGENTINA	32
5.2.1	Legislación principal	33
5.2.2	Cuerpo Regulatorio	33
5.2.3	Licenciamiento	34
5.2.4	Duración del contrato	34
5.2.5	Área	34
5.2.6	Trabajo comprometido	34
5.2.7	Periodo de explotación	35
5.2.8	Derechos de superficie (cánones)	35
5.2.9	Términos fiscales, Impuestos y Regalías	36
5.2.10	Derechos de exportación	37
5.2.11	Esquemas incentivos	38
5.3	ANÁLISIS DEL MODELO CONTRACTUAL Y REGULATORIO EN CANADA	38

5.3.1	Legislación principal	39
5.3.2	Cuerpo Regulador	39
5.3.3	Periodo de Exploración	39
5.3.4	Periodo de Producción	40
5.3.5	Términos fiscales	40
5.3.6	Impuestos	40
5.3.6.1	Impuesto Federal por ingresos	41
5.3.6.2	Impuesto Federal de Bienes y Servicios y de Ventas Armonizadas	43
5.3.6.3	Impuestos Provinciales por ingresos	43
5.3.7	Regalías	43
5.3.8	Fondo de investigación de estudios ambientales	46
5.3.9	Investigación científica y desarrollo experimental (SR&ED)	46
5.3.10	Arbitramiento	47
5.3.11	Terminación del contrato o cancelación de derechos	47
5.3.12	Esquemas incentivos	47
<b>6.</b>	<b>ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODELOS CONTRACTUALES</b>	<b>49</b>
<b>7.</b>	<b>FACTORES CLAVES Y ESTRATEGIAS PARA EL ÉXITO EN E&amp;P DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES</b>	<b>53</b>
7.1	FACTORES TECNICOS	53
7.1.1	Tamaño de los bloques en licencia	53
7.1.2	Prospectividad	54
7.1.3	Tiempo y periodos de actividades	54
7.2	FACTORES ECONÓMICOS	56
7.2.1	Precio de los hidrocarburos	56
7.2.2	Incentivos fiscales	56
7.2.3	Términos Contractuales	56
7.2.4	Condiciones del mercado	57
7.2.5	Inversión a largo plazo	57

7.3	<b>FACTORES LOGISTICOS</b>	57
7.3.1	Capacidad de respuesta del Estado a los trámites	57
7.3.2	Tecnología y Cadena de suministro	58
7.3.3	Infraestructura de transporte suficiente	58
7.3.4	Impacto ambiental	58
7.3.5	Seguridad y orden público	58
7.4	<b>ESTRATEGIAS</b>	59
7.4.1	Fortalecimiento las condiciones económicas y regulatorias	59
7.4.2	Fortalecimiento en la capacidad de respuesta pública y privada	59
7.4.3	Promoción del crecimiento de oferta de bienes y servicios	60
7.4.4	Apoyo al desarrollo de la infraestructura de transporte	60
7.4.5	Fortalecimiento de las condiciones de seguridad	60
<b>8.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	61
<b>9.</b>	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS</b>	63

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Bloques ofrecidos en la Ronda Colombia 2012 con potencial de hidrocarburos no convencionales.	24
<b>Figura 2.</b> Tamaños de bloques en licencia y devolución de áreas.	53

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b>	Factor de cálculo Derecho Económico.	28
<b>Tabla 2.</b>	Factor Calculo Precios altos y precios base de referencia	29
<b>Tabla 3.</b>	Porcentaje Participación por Precios Altos.	29
<b>Tabla 4.</b>	Base calculo Regalías.	31
<b>Tabla 5.</b>	Tasas del impuesto de exportación en Argentina.	37
<b>Tabla 6.</b>	Impuesto federal sobre ingresos por petróleo y gas en Canadá.	41
<b>Tabla 7.</b>	Principales clases de propiedad depreciable respecto a la industria de petróleo y gas en Canadá.	42
<b>Tabla 8.</b>	Deducciones de impuestos para <i>oil sands</i> .	43
<b>Tabla 9.</b>	Cálculo de regalías de petróleo en la Provincia de Alberta	44
<b>Tabla 10 A.</b>	Cálculo de Regalías de Gas Natural en la Provincia de Alberta.	45
<b>Tabla 10 B.</b>	Cálculo de Regalías de Gas Natural en la Provincia de Alberta.	46
<b>Tabla 11.</b>	Análisis comparativo de los parámetros técnicos de los modelos contractuales.	50
<b>Tabla 12 A.</b>	Análisis comparativo de los parámetros económicos de los modelos contractuales.	51
<b>Tabla 12 B.</b>	Análisis comparativo de los parámetros económicos de los modelos contractuales.	52
<b>Tabla 13.</b>	Recursos de hidrocarburos no convencionales en Colombia. Evaluación preliminar.	55

## RESUMEN

**TITULO:** EL CONTRATO E&P DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA. PERSPECTIVAS ESTRATÉGICAS Y RECOMENDACIONES DESDE EL SECTOR PRIVADO \*

**AUTOR:** ANGELA TERESA NAVARRETE RODRIGUEZ \*\*

**PALABRAS CLAVES:** HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES, CONTRATOS, TERMINOS CONTRACTUALES, EXPLORACIÓN Y PRODUCCION, FACTORES DE ÉXITO, ESTRATEGIAS.

Las actuales políticas gubernamentales y económicas de Colombia sobre las necesidades de aumento rápido y significativo en la producción de hidrocarburos para cubrir la demanda nacional y lograr mantener su condición de productor de hidrocarburos, incluye la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales. Con miras a la adjudicación de áreas en exploración de la Ronda Colombia 2012, se dieron los primeros pasos para incluir los yacimientos no convencionales dentro de la legislación de hidrocarburos y regalías.

Mediante la comparación de los términos contractuales aplicados en países donde la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales se encuentra mas avanzada que en Colombia, como en Canadá y Argentina, en esta monografía se generan una serie de planteamientos y sugerencias sobre el modelo de contrato E&P de yacimientos no convencionales presentado por la ANH, enfocadas a favorecer los factores claves para el éxito de la E&P de estos recursos en Colombia.

En materia contractual y de acuerdo a la comparación de los modelos contractuales con los otros países, Colombia ofrece estabilidad y reglas claras. El contrato como tal usado en Colombia es favorable para garantizar la inversión, pero muchas de las condiciones que son determinantes para la inversión en hidrocarburos no convencionales no dependen de los términos contractuales, sino de otros parámetros que están fuera del alcance del mismo contrato, como las condiciones de mercado, el precio de los hidrocarburos, los incentivos fiscales, el acceso a infraestructura y a la tecnología.

Una de las principales desventajas de Colombia en materia contractual, es la reducida opción de incentivos fiscales. La existencia de beneficios fiscales ha sido un factor muy importante en la inversión de no convencionales en otros países y es lo que ha ayudado a incentivar la inversión privada.

-----  
\* Trabajo de Grado, Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director M.Sc. Ivan Dario Olaya Lopez.

## ABSTRACT

**TITLE:** UNCONVENTIONAL HYDROCARBONS E&P CONTRACT IN COLOMBIA. STRATEGIC PERSPECTIVES AND RECOMMENDATIONS FROM PRIVATE SECTOR\*

**AUTHOR:** ANGELA TERESA NAVARRETE RODRIGUEZ \*\*

**KEY WORDS:** UNCONVENTIONAL HYDROCARBONS, CONTRACTS, CONTRACT TERMS, EXPLORATION AND PRODUCTION, SUCCESS CRITERIA, STRATEGIES.

Exploration and production of unconventional hydrocarbons are incorporated in the current governmental policies and economic forecasts in Colombia. Production of unconventional hydrocarbons is needed to meet future national demand and keep Colombia a net exporter of hydrocarbons. Looking forward to the exploration lease offering of the Ronda Colombia 2012, the first steps to include unconventional resources into the hydrocarbon legislation and royalties framework were taken.

Canada and Argentina are more advanced than Colombia in unconventional reservoirs exploration and production. Through a comparison of contract terms between Colombia, Canada and Argentina, this study expresses opinions and makes a series of suggestions about the current unconventional E&P contract in Colombia as submitted by the ANH and emphasizes the success criteria needed for the development of these resources in Colombia.

The Colombian contract offers stability, clear rules and give advantages to encourage investment. However a lot of conditions that are critical for unconventional hydrocarbons investment are not depend on the contract terms and are beyond scope of it, such as market conditions, hydrocarbons price, fiscal incentives, access to infrastructure and technology.

One of the principal disadvantages of the Colombia contract and legislation framework in unconventional hydrocarbons is the limited options for fiscal incentives. The presence of fiscal incentives has been a key factor in the investment in unconventional hydrocarbon development in Canada and Argentina, and has stimulated private investment for this type of resources.

---

\* Theses, Monograph

\*\* Physicochemical Faculty. School of Petroleum, Hydrocarbon Management Specialization..  
Director M.Sc. Ivan Dario Olaya Lopez.

## INTRODUCCION

Mediante la comparación de los términos contractuales aplicados en países donde la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales se encuentra más avanzada que en Colombia, en esta monografía se generaran una serie de planteamientos y sugerencias (a título personal del autor) sobre el modelo de contrato E&P de yacimientos no convencionales presentado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, enfocadas a favorecer los factores claves para el éxito de la exploración y producción de estos recursos en Colombia.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido a las actuales políticas gubernamentales y económicas del país sobre las necesidades de aumento rápido y significativo en la producción de hidrocarburos para cubrir la demanda nacional y lograr mantener su condición de productor de hidrocarburos, se hace necesario abarcar todas las posibilidades de obtención de estos recursos incluyendo la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales. Sin embargo, apenas hasta el año en curso, en Colombia y con miras a la adjudicación de áreas en exploración de la Ronda 2012, se dieron los primeros pasos para incluir los yacimientos no convencionales dentro de la legislación de hidrocarburos y regalías.

No obstante, las condiciones que ofrece el actual contrato no son del todo favorables para los inversionistas interesados en los yacimientos no convencionales, puesto 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; razón por la cual, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) preparó un contrato, en el que se incluyen los yacimientos de hidrocarburos no convencionales, asegurando el desarrollo sostenible, exploración y producción de los yacimientos dentro de las políticas de gobierno, y que a su vez permita incentivar a los inversionistas, mejorando las condiciones de tiempos y obligaciones contractuales con el fin que las compañías consideren que los retornos de su inversión serán primordiales sobre los riesgos.

Aun así, por parte de la industria e inversionistas persisten algunas preocupaciones sobre el de contrato de la ANH y su favorabilidad sobre los factores claves para el éxito de la exploración y producción de estos recursos en Colombia.

## 2. JUSTIFICACION

A nivel mundial la demanda energética crece considerablemente y en Colombia no es la excepción. Las empresas petroleras necesitan accesos a nuevas oportunidades que se ven traducidas en nuevos retos exploratorios y de producción dirigidos hacia un sector que en los últimos años ha tomado una gran relevancia, los yacimientos de hidrocarburos no convencionales y que en Colombia se están dando los primeros pasos para su reglamentación.

El desarrollo de esta Monografía permitirá identificar algunas preocupaciones de la industria en materia de criterios de asignación y administración de áreas exploratorias, reglamento técnico, así como los ajustes requeridos en materia contractual e incentivos económicos para impulsar los proyectos exploratorios y de producción de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, teniendo en cuenta el contrato presentado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

### 3. OBJETIVOS

#### 3.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar desde la perspectiva estratégica de la inversión privada, el modelo de contrato E&P de hidrocarburos no convencionales elaborado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, para proponer recomendaciones enfocadas a favorecer los factores claves para el éxito de la E&P de estos recursos en Colombia, sustentadas en la comparación con contratos eficientes y operativos de otros países.

#### 3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar las fortalezas y debilidades de Colombia, en materia de estado del arte del marco contractual para Hidrocarburos no convencionales y su influencia sobre el sector petrolero para el desarrollo E&P de estos recursos.
- Analizar el modelo de contrato E&P de Hidrocarburos no convencionales desde un enfoque normativo, marco legal, reglamentos técnicos, beneficios, ventajas y desventajas, diferencias y factores atractivos que incentivan la inversión del sector privado.
- Comparar modelos contractuales establecidos en otros países con el modelo colombiano, identificando los aspectos más relevantes de cada caso con el propósito de sustentar y emitir las sugerencias a los puntos analizados del modelo de contrato.

## 4. YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

### 4.1 DEFINICIONES BASICAS

El término de “recursos no convencionales” ha evolucionado desde que fue basado inicialmente en términos económicos. Los reservorios que producen volúmenes económicos de petróleo y gas sin grandes tratamientos de estimulación o procesos especiales de recobro fueron considerados convencionales, mientras que los recursos no convencionales fueron considerados no económicos o marginalmente económicos y su producción dependía en tratamientos particulares al reservorio en especial fracturamiento hidráulico. Sin embargo, a través de los años, con el incremento de la investigación, los recursos no convencionales son ahora considerados económicamente viables, tanto que en países como EEUU la producción del gas no convencional se acercó al 60% de la producción total en el 2010 (IEA, 2012), por lo cual, el término “no convencional” puede ser mejor definido en términos del contexto geológico. Los recursos de gas convencional son generalmente yacimientos que ocurren en acumulaciones discretas y trampas estructurales y/o estratigráficas. Los recursos de gas no convencional son generalmente acumulaciones regionalmente constantes y comúnmente independientes de trampas estructurales y estratigráficas (ABRAMS et al., 2007).

Adicionalmente, existe otro término “recursos continuos”, que son definidos como acumulaciones de petróleo que son constantes a través de grandes áreas y no son afectados significativamente por la influencia hidrodinámica o la presencia de una trampa estructural y/o estratigráfica. Los yacimientos continuos incluyen algunas características, pero no necesariamente todas, como la falta de un contacto agua-petróleo bien definido buzamiento abajo, la falta de un sello o trampa bien definido, gran extensión areal, presiones anormales y la muy cercana asociación a la roca fuente. Por estas razones la mayoría de los recursos no convencionales son considerados “recursos continuos”.

Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales son aquellos que no pueden ser producidos a tasas de flujo económicamente rentables sin la aplicación de tratamientos intensivos de estimulación, fracturamiento y procesos especiales de recuperación (CORREA et al., 2009). Estas acumulaciones son causadas por la muy baja permeabilidad de la roca reservorio en la cual son atrapados. El gas no convencional no se refiere a una gran diferencia química del gas convencional, sino que se refiere a los atributos no convencionales del reservorio mismo y cómo los hidrocarburos están almacenados ahí. Estos yacimientos de bajas permeabilidades requieren el avance y mejoramiento de la tecnología y adecuados precios del gas y petróleo para que ellos puedan ser desarrollados y producidos.

Los recursos no convencionales de petróleo y gas son los Hidratos de gas metano (*Gas Hydrate*), Gas asociado a carbón (*Coal Bed Methane*), Arenas Bituminosas (*Tar Sands, Oil sands*), Petróleo de Shales (*Shale Oil*), Gas de Shales (*Shale Gas*), Gas en Arenas apretadas (*Tight Gas*) y Crudos pesados (*Heavy Oil*).

#### **4.1.1 Hidratos de gas metano (*Gas Hydrate*)**

Los hidratos de gas son una combinación especial de dos sustancias comunes, agua y gas natural. Si estos se encuentran bajo condiciones en las cuales la presión es alta y la temperatura baja, ellos se unen y forman una sustancia sólida parecida al hielo. Grandes volúmenes de sedimentos en los fondos oceánicos y regiones polares son conducentes a la formación de hidratos por procesos microbianos y termogénicos (CORREA et al. 2009).

#### **4.1.2 Gas asociado a carbón (*Coal Bed Methane*)**

Es el gas metano ( $\text{CH}_4$ ) que ocurre naturalmente con pequeñas cantidades de otros hidrocarburos y gases no hidrocarbureados, en asociación y contenidos en los mantos de carbón como el resultado de procesos químicos y físicos. Es usualmente producido a poca profundidad y a través de pozos que permiten producir el gas y grandes

volúmenes de agua de calidad variable. El gas asociado al carbón esta íntimamente asociado con los mantos de carbón que representan tanto la fuente como el reservorio, en donde las moléculas de gas se almacenan principalmente dentro de la estructura molecular de los carbones (ALL CONSULTING et al., 2004)

#### **4.1.3 Arenas Bituminosas (*Tar Sands, Oil sands*)**

Las arenas bituminosas son una combinación de arcilla, arena, agua y bitumen. De estas arenas se extrae un bitumen similar al petróleo el cual es convertido en petróleo crudo sintético o refinado directamente por refinerías especializadas para obtener productos del petróleo. El petróleo convencional es extraído por medio de pozos mientras que los depósitos de arenas bituminosas son extraídos usando técnicas de seccionamiento de minería superficial, o se les hace fluir hacia pozos por medio de técnicas *in-situ* que reducen la viscosidad del bitumen por medio de vapor y/o solventes. En promedio, el bitumen contiene 83,2% de carbón, 10,4% de hidrógeno, 0,94% de oxígeno, 0,36% de nitrógeno y 4,8% de azufre.

#### **4.1.4 Petróleo de Shales (*Oil Shale*)**

Son shales con alto contenido de material orgánico en forma de Kerógeno. Este compuesto es una etapa intermedia en la formación de petróleo. En consecuencia, los *oil shales* se presentan cuando los shales no han sido expuestos a las condiciones de presión, temperatura y tiempo adecuadas para terminar el proceso de formación de crudo.

#### **4.1.5 Gas de Shales (*Shale Gas*)**

El *shale gas* es el gas natural contenido y atrapado dentro de los shales, que son rocas sedimentarias de grano muy fino fácilmente rompible en capas delgadas y paralelas, estos shales generalmente corresponden a las rocas fuentes del sistema petrolífero de los yacimientos convencionales. Las formaciones de shale están caracterizadas por baja permeabilidad y son usualmente ricas en materia orgánica, por lo cual actúan como roca fuente del gas natural y como reservorio conteniéndolo. El gas natural es

almacenado en el shale de tres formas: como gas libre en los poros de la roca, como gas libre en las fracturas naturales y como gas adsorbido en la materia orgánica y superficies minerales. Estos diferentes mecanismos de almacenamiento afectan la velocidad y eficiencia de la producción de gas (CORREA et al. 2009).

#### **4.1.6 Gas en Arenas apretadas (*Tight Gas*)**

Es el gas contenido en rocas sedimentarias en las cuales los estratos están tan apretadamente empacados y cementados que el gas fluye muy difícilmente. Esto quiere decir que aunque el gas exista en gran cantidad no fluye fácilmente hacia los pozos existentes para recobro económico. Estos yacimientos se comportan mas como yacimientos convencionales, en el sentido que es necesario la existencia de una trampa y sello, sin embargo debido a su baja permeabilidad estos reservorios deben ser producidos por estimulación de los pozos (grandes tratamientos de fracturamiento hidráulico) y/o usando pozos horizontales o multilaterales, clasificándolos como no convencionales. Principalmente el *Tight gas* está asociado con areniscas y calizas de baja permeabilidad inferior a 0.1 mD (CORREA et al. 2009).

#### **4.1.7 Crudos pesados (*Heavy Oil*)**

Los crudos pesados son cualquier tipo de crudo que no fluye fácilmente. Es referido como “pesado” porque su densidad o gravedad específica es mayor que aquella del crudo liviano. El crudo pesado ha sido definido como cualquier hidrocarburo líquido con una gravedad API mayor o igual a 10° y menor de 15°. Las propiedades físicas difieren entre los crudos pesados y los más livianos, e incluyen una mayor viscosidad y gravedad específica también como la composición molecular mas pesada. El crudo extrapesado es definido con una gravedad inferior a 10° API y una viscosidad de reservorio no más de 10000 centipoises. El crudo extra pesado, con una gravedad específica de más de 1 esta presente como una fase líquida densa no-acuosa en condiciones de ambiente.

## 4.2 CONTEXTO TEORICO

El incremento de los recursos no convencionales de petróleo y gas ha alterado significativamente los activos de suministro de energía durante la pasada y actual décadas. Por ejemplo, en solo unos pocos años, en Norteamérica se ha pasado de la preparación para importación de gas natural licuado a tratar con una oleada de producción de *shale gas* que tendrá que ser comercializada en las próximas décadas y con la nueva producción de petróleo proveniente de las partes más apretadas de los reservorios que alguna vez fueron considerados no económicos usando tecnología de pozos verticales.

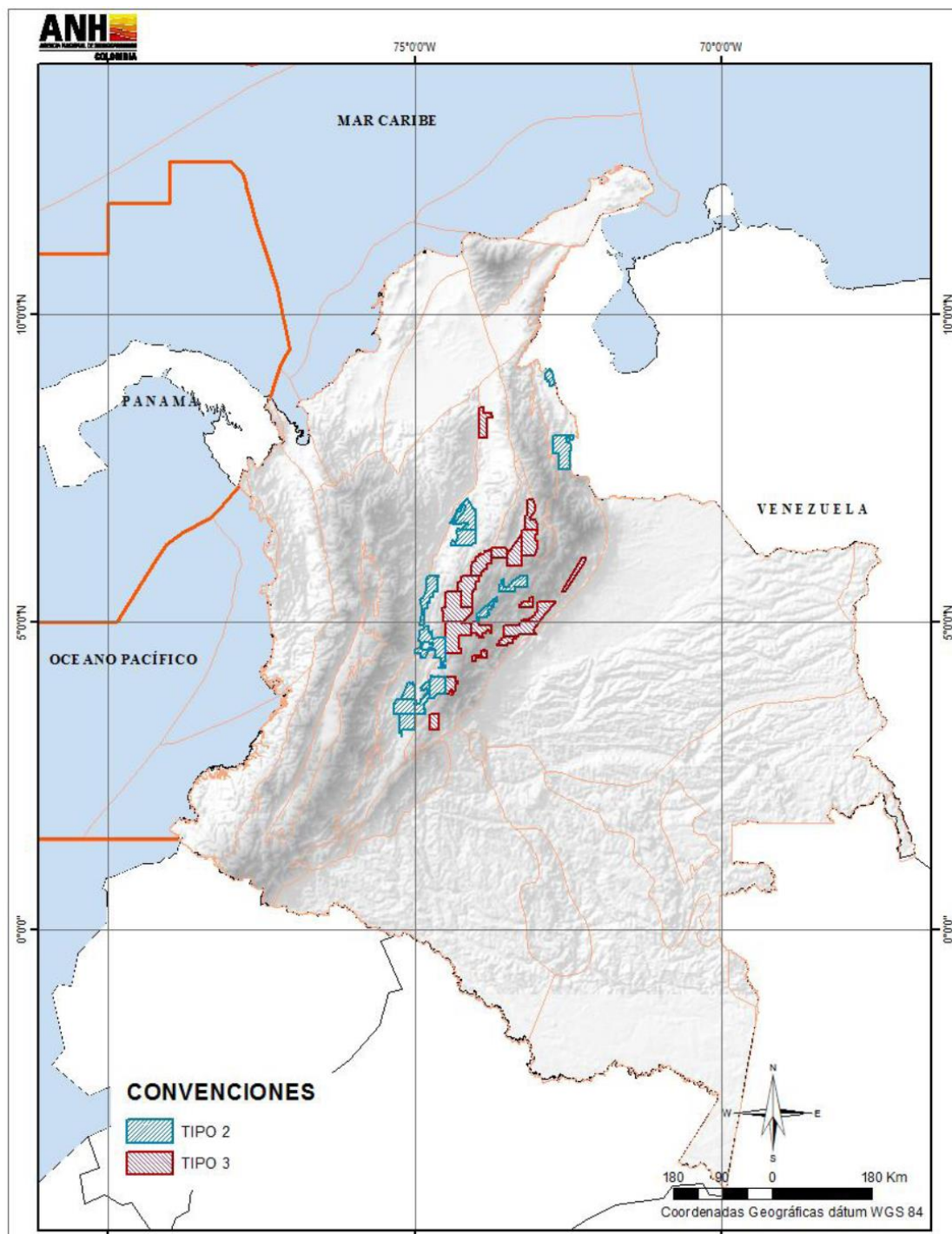
Adicionalmente, el desarrollo de las *oil sands* en Canadá está ahora en ascenso después de una fuerte caída en los años 2008 y 2009. Así como los volúmenes de producción continúan elevándose también persistirán los llamados hacia la protección del medio ambiente. Igualmente, el progreso de la tecnología ha jugado un papel importante en el descubrimiento y desarrollo de reservorios de *gas shale*, *tight oil* y *oil sands* como es el caso de los campos del nororiente de Alberta en Canadá y los grandes campos de EEUU (Barnett, etc.). El desarrollo de estos recursos no convencionales necesita de nuevas regulaciones y de políticas legales y ambientales.

Es así, que el pronóstico de suministro de petróleo de recursos no convencionales de Norteamérica es de crecimiento. En el mejor escenario, se estima que de una producción actual de 2 millones de barriles diarios se aumente a 7 millones de barriles diarios para el año 2035, producción que será equivalente al 50% de la demanda de crudo de EEUU. La mayoría de este crecimiento proviene de las *oil sands* de Canadá, sin embargo, la producción de *tight oil* y el petróleo producido por pozos horizontales y fracturamiento también hacen una contribución razonable. La producción de *tight oil* crecería desde 400000 barriles diarios actualmente a 3 millones de barriles diarios para el 2035. Hoy en día la producción de hidrocarburos no convencionales es menos de 15% de la producción mundial diaria (70 M bbl), y se estima que para el 2025 la

producción de aceite no-convencional crecerá por encima de 20% del total global de producción. En cuanto al gas no-convencional estará un poco por encima de este porcentaje.

Las *oil sands* canadienses son la fuente más grande de suministro de petróleo no convencional a nivel mundial y ofrecen un ejemplo bastante constructivo para el desarrollo de los recursos no convencionales. Los factores para el éxito incluyen la inversión a largo plazo soportada por socios públicos y privados y medidas fiscales que ayuden en la reducción del riesgo. Estos factores combinados con las inversiones de alto costo en las actuales pruebas de campo (una actividad crítica para avanzar en nuevos métodos e ideas) fueron también críticos en el desarrollo e la industria de las *oil sands* en Canadá. Las acciones que mas promovieron económica y ambientalmente sostenible el crecimiento del petróleo no convencional en Norteamérica incluyen: clarificar los aspectos ambientales y regulatorios de suministro convencional que son inciertos y crear un ambiente que promueva continuamente la innovación tecnológica y la inversión próspera económicamente.

En Colombia, para garantizar un desarrollo completo de su potencial de hidrocarburos no convencionales, fue necesario hacer ajustes al marco reglamentario legislativo y fiscal en las áreas de petróleo y gas, prestando atención a los asuntos relacionados con la sostenibilidad, impuestos, regalías y participación en la producción. Los términos contractuales de Colombia para proyectos de hidrocarburos convencionales parecen ser generosos y relativamente atractivos a escala mundial. No obstante, es claro que tendrán que ser mejorados para atraer una inversión significativa en el desarrollo del Gas asociado al carbón y de otros hidrocarburos no convencionales ya que éste año y por primera vez en Colombia, el 30% de los bloques ofrecidos en licitación para la Ronda Colombia 2012, tienen el potencial de recursos de hidrocarburos no convencionales en las cuencas de Catatumbo, Cordillera, Valle Superior del Magdalena y Valle Medio del Magdalena (Figura 1).



Fuente: ANH, 2012

**Figura 1.** Bloques ofrecidos en la Ronda Colombia 2012 con potencial de hidrocarburos no convencionales. Tomado de ANH, 2012.

## **5. ANÁLISIS DE LOS MODELOS CONTRACTUALES E&P PARA YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES**

Los modelos contractuales para explotación y producción son bastante variados en cada país y más aun tratándose de hidrocarburos no convencionales y algunos países son más flexibles que otros, de igual manera algunos países tienen menos estabilidad legal y contractual que afectan visiblemente la decisión de participar en los procesos de adjudicación realizados en cada uno de los países para los nuevos bloques exploratorios y de producción.

### **5.1 ANÁLISIS DEL MODELO CONTRACTUAL E&P EN COLOMBIA**

Los modelos contractuales en Colombia han dado un giro importante en su esquema contractual eliminando el contrato de asociación mejorando la prospectividad, materialidad y rentabilidad.

#### **5.1.1 Periodo de Exploración**

Colombia ofrece un contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos convencionales y no convencionales, excluyendo el gas metano asociado al carbón e hidrocarburos en arenas bituminosas, el cual se suscribe con la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) por un periodo de 6 años de exploración para hidrocarburos convencionales y de 9 años para no convencionales, que inician a partir de la fecha efectiva de firma del contrato. Las actividades de esta fase son respaldadas por una Garantía Bancaria que debe expedir el contratista ante la ANH. Las áreas en exploración son adjudicadas a través de rondas licitatorias o por contratación directa si es un área libre.

El contrato permite al contratista solicitar prórroga de 6 meses adicionales si no se ha cumplido con las actividades exploratorias comprometidas, siempre y cuando se haya iniciado actividad de perforación mínimo 1 mes antes de la fecha de vencimiento de la

fase. La prórroga de la garantía correspondiente deberá incluir 2 pozos de desarrollo por año calendario y para yacimientos no convencionales al menos 4 pozos de desarrollo para cada año calendario.

El contratista asumirá todas las pérdidas en caso de que no haya descubrimientos en el área contratada. Al momento de presentarse un descubrimiento el contratista debe presentar ante la ANH un programa de evaluación dentro de los dos (2) meses siguientes al aviso de descubrimiento y presentara un informe de evaluación dentro de los tres (3) meses siguientes a la fecha de terminación del programa. En el caso que el descubrimiento sea de hidrocarburos no convencionales el contratista puede solicitar una prórroga hasta por dos (2) años adicionales con el propósito de llevar a cabo estudios de factibilidad para la construcción de infraestructura, sobre métodos de producción y/o para el desarrollo de mercados.

La declaración de comercialidad, en el caso de hidrocarburos No convencionales se hará dentro de los tres (3) meses siguientes al vencimiento del término estipulado para la ejecución del programa de Evaluación y el contratista deberá manifestar su intención de explotar comercialmente el yacimiento, además deberá precisar la delimitación de la acumulación, los datos de calidad de tipo de hidrocarburo y el diseño de estimulación del reservorio (tipo de fracturamiento y completamiento) que permitan establecer valores reales del hidrocarburo técnicamente recuperable y su proyección de producción, datos que soporten el análisis económico, viabilidad y riesgos. En los tres meses siguientes a la declaración de comercialidad el contratista deberá presentar el Plan de Desarrollo inicial.

### **5.1.2 Período de Producción**

Una vez declarada la comercialidad iniciará el Período de producción el cual tendrá una duración de 24 años y el contratista podrá prorrogar esta fase por periodos sucesivos de 10 años y hasta el límite económico del campo. En caso de que se solicite extensión de la fase de producción, el Contratista debe entregar a la ANH un 10 % adicional de

producción de hidrocarburos líquidos livianos, un 5% de gas no asociado o hidrocarburos líquidos pesados o extrapesados y para No convencionales mínimo un 5%, después de regalías.

### **5.1.3 Fondo de Abandono**

Dentro de las obligaciones con las que se deben cumplir en el contrato esta la creación de un Fondo de Abandono para garantizar que se cubran todas las necesidades de financiación en el abandono de pozos y la restitución ambiental en las áreas al finalizar el periodo de producción.

### **5.1.4 Planes de Beneficio de las Comunidades**

El contratista deberá incluir en el Plan de Exploración, en el Programa de Evaluación, en el Plan de Desarrollo y en cada Programa Anual de Operaciones, un capítulo con los programas que adelantará en beneficio de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de proyecto y realizar la ejecución e inversión de dichas actividades de acuerdo a lo convenido con la ANH y las comunidades. La inversión de los planes de beneficio a comunidades deberá contener como mínimo el 1% del valor total de la inversión pactada en cada una de las fases de este periodo exploratorio y de cada año calendario durante el periodo de evaluación y el programa anual de operaciones.

### **5.1.5 Derechos económicos**

El contrato E&P muestra un sistema concesionario con regalías moderadas pero con una captación del estado de rentas excesivas generadas por precios reales altos de crudo.

### **5.1.6 Derechos económicos por uso de subsuelo en áreas de Exploración**

Por cada fase el contratista reconocerá y pagará a la ANH un derecho por unidad de superficie nominado en dólares de los Estados Unidos de América, que resulta de multiplicar el número de hectáreas y fracción de hectárea del área Contratada por el valor que se presenta en la tabla 1:

TABLA A: Valor 2011 por fase en USD / Hectárea

Tamaño de área	Por las primeras 100.000 Has.		Por cada hectárea adicional a 100.000 Has.	
	≤ 18 meses	> 18 meses	≤ 18 Meses	> 18 meses
Continetales	2.48	3.30	3.30	4.95
Área costa afuera	0.82			

Fuente: ANH, 2012

**Tabla 1.** Factor de cálculo Derecho Económico

### 5.1.7 Derechos económicos por uso de subsuelo en áreas de Evaluación Técnica y Producción

El contratista reconocerá y pagará a la ANH un derecho cuyo valor en dólares de los Estados Unidos de América, será el que resulte de multiplicar la producción de hidrocarburos que corresponden al contratista por US\$ 0.1255 de dólar de los Estados Unidos de América por cada barril de Hidrocarburos Líquidos. Para gas natural este monto será de US\$ 0.01255 por cada mil pies cúbicos (1000 PC).

### 5.1.8 Derechos económicos por precios altos

A partir del momento en que la producción acumulada de hidrocarburos líquidos de cada área de producción, incluyendo el volumen de regalías y de pruebas, supere los cinco (5) millones de barriles, y en el evento de que el precio del crudo marcador "West Texas Intermediate" (WTI) supere el Precio Base  $P_o$ , dependiendo de la gravedad API del crudo, (Tabla 2) o cuando la producción de gas alcance los cinco (5) años, y se destine a la exportación, y el precio del marcador "U.S. Gulf Coast Henry Hub" supere el Precio Base  $P_o$ , (Tabla 2) el contratista entregará a la ANH, en el punto de entrega una participación en la producción neta de regalías (Tabla 3). Según la siguiente fórmula:

$$Q = [(P - P_o) / P] \times S$$

Q = Derecho económico a entregar a la ANH

P = Precio WTI o precio promedio de venta de Gas Natural

Po = Precio Base de referencia según la Tabla 2

S = Porcentaje de participación según la Tabla 3

Para la producción de hidrocarburos líquidos extrapesados el contratista no pagará a la ANH el derecho por precios altos.

Gravedad API de Hidrocarburos Líquidos producidos	Po (USD/Bl) (Año 2011)
Mayor de 29° API	31.29
Mayor a 22° API e inferior o igual a 29° API	32.50
Mayor a 15° API e inferior o igual a 22° API	33.71
Descubrimientos localizados a más de 300 mts. de profundidad de agua	38.52
Mayor a 10° API e inferior o igual a 15° API	48.14
Hidrocarburos Líquidos asociados a Yacimientos No Convencionales	81
Gas natural exportado: Distancia en línea recta entre punto de entrega y punto de recibo en país de destino	Po (USD/MMBTU)
Menor o igual a 500 km	7.23
Mayor a 500 y menor o igual a 1000 km	8.43
Mayor a 1000 km o planta de LNG	9.63

Fuente: ANH, 2012

**Tabla 2.** Factor Cálculo Precios altos y precios base de referencia

Precio WTI (P)	Porcentaje de Participación (S)
$Po \leq P < 2Po$	30%
$2Po \leq P < 3Po$	35%
$3Po \leq P < 4Po$	40%
$4Po \leq P < 5Po$	45%
$5Po \leq P$	50%

Fuente: ANH, 2012

**Tabla 3.** Porcentaje Participación por Precios Altos

### **5.1.9 Derecho económico como porcentaje de participación en la producción**

Cuando se haya pactado, el contratista pagará a la ANH un porcentaje (X%) determinado de la producción total, después de regalías.

### **5.1.10 Derechos económicos en pruebas de producción**

Los hidrocarburos líquidos obtenidos como resultado de las pruebas de producción realizadas por el contratista también causarán los derechos de que tratan los puntos anteriores.

### **5.1.11 Transferencia de tecnología**

Estos dineros se destinan para apoyar el fortalecimiento institucional y sectorial, el contratista se compromete a realizar a su cargo y a su costa programas de investigación, capacitación, educación y apoyar el programa de becas de la ANH. Este pago se debe realizar al inicio de cada fase exploratoria y debe ser de hasta por un valor del veinticinco por ciento (25%) del valor que resulte de multiplicar el número de hectáreas y fracción de hectárea del área contratada, por el valor que se presenta en la Tabla de Precios Unitarios. Respecto de las áreas de producción, la obligación será de hasta por un valor del diez por ciento (10%) del monto del derecho por el uso del subsuelo, por cada año calendario. Esta obligación no puede exceder la suma de US\$100.000 por fase de exploración o por año calendario de producción.

### **5.1.12 Devoluciones de áreas**

El contratista puede hacer devoluciones parciales siempre y cuando no se afecte el cumplimiento de las obligaciones contraídas en el contrato. Para algunos casos el porcentaje de devolución es pactado. Para el caso de yacimientos no convencionales, no habrá devoluciones obligatorias de áreas sino hasta el final del periodo de exploración. Al final del periodo de Exploración si no hay descubrimiento se debe devolver toda el área. Si hay descubrimiento se debe devolver toda el área menos el área de producción.

### 5.1.13 Regalías

Se maneja un esquema de regalías a partir de la ley 141 de 1994 y la ley 756 de 2002 los yacimientos que se descubrieron antes de la aprobación de esta ley pagan una regalía fija de un 20 %. En adelante, se paga una regalía escalonada por la explotación de hidrocarburos de propiedad nacional sobre el valor de la producción en boca de pozo, el porcentaje que resulte de aplicar la siguiente escala en la Tabla 4:

#### Royalty Rates

Production Rate (b/d)	Royalty Rate (%)
< 5,000	8
5,000 - 125,000	8 - 20
125,000 - 400,000	20
400,000 - 600,000	20 - 25
> 600,000	25

Source: Wood Mackenzie

**Tabla 4.** Base cálculo Regalías

Para explotación en campos ubicados en tierra firme y costa afuera hasta a una profundidad inferior o igual a mil (1.000) pies, se aplicará el ochenta por ciento (80%) de las regalías equivalentes para la explotación de crudo; para explotación en campos ubicados costa afuera a una profundidad superior a mil (1.000) pies, se aplicará una regalía del sesenta por ciento (60%) de las regalías equivalentes a la explotación de crudo.

Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15° API), las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semi-livianos. Esta disposición se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados.

### 5.1.14 Impuestos

- En el período de explotación, se debe pagar una tarifa correspondiente al nivel de producción. Por hidrocarburos líquidos la tarifa es de US\$ 0.10/bbl neto producido. Para el gas natural la tarifa es de US\$ 0.10/mcf neto producido.

- El impuesto a la renta es de 33%.
- Se debe pagar un IVA del 16 % sobre los materiales o servicios contratados en Colombia. Sin embargo puede ser deducible del impuesto a la renta.

#### **5.1.15 Multas**

Una vez se conozca el incumplimiento, la ANH podrá imponer multas que generen la satisfacción eficaz y eficiente de las obligaciones a cargo del contratista. Estas podrían ser por el monto del valor de la actividad incumplida o cuando se dé el caso de un valor indeterminado de la obligación se impondrán multas por primera vez US\$ 50.000 la segunda vez será por el doble de la inicialmente impuesta así sucesivamente doblando el valor del tope máximo de las multas impuestas hasta igualar el valor de las garantías.

#### **5.1.16 Terminaciones del contrato**

Son varias las causales de terminación del contrato entre las más importantes se consideran:

- Puede ser por renuncia durante el periodo de exploración o en cualquier momento del periodo de producción.
- Por vencimiento del periodo de exploración y/o producción.
- Por declaración de terminación por incumplimiento.
- En cualquier tiempo por mutuo acuerdo entre las partes entre otras.

El contrato E&P en Colombia NO tiene arbitraje internacional.

## **5.2 ANÁLISIS MODELO CONTRACTUAL E&P EN ARGENTINA**

La estructura regulatoria en Argentina, así como sus términos fiscales, ha sido desarrollada e incorporada en las políticas del país a través de series de decretos que han modificado la Ley de Hidrocarburos original.

### 5.2.1 Legislación principal

- **Ley No. 17319 (1967) Ley de Hidrocarburos:** Esta ley establece la estructura legal general para la exploración y producción de petróleo y gas natural. Esta ley aún se encuentra vigente aunque con enmiendas promulgadas bajo varios decretos.
- **Decreto No. 2178 (Oct 1991) Plan Argentina:** Es la base principal del régimen fiscal y regulatorio actual. El antiguo contrato fue remplazado con un contrato de concesión de impuestos/regalías y el contratista, para el primer momento, tiene el derecho de disponer el crudo a su propia decisión. Además, YPF no tienen derecho automático para participar en cualquier negocio.
- **Decreto No. 24145 (Oct 1992) Ley de Federalización de Hidrocarburos:** También conocido como la “ley de Privatización” rige la privatización de YPF, la compañía fue reorganizada en muchos de sus permisos de exploración y explotación, tal que esta pudiera continuar con las operaciones.
- **Ley No. 24076 (1992) Ley del Gas Natural:** Establece las bases de la liberación de las industrias de distribución y transporte de gas natural, incluyendo la privatización de Gas del Estado.
- **Ley No. 29197 (Nov 2006) Ley Corta:** Esta ley modifica la Ley de Hidrocarburos de 1967 y transfiere poderes sobre la jurisdicción de petróleo y gas desde el Gobierno Federal a los Gobiernos Provinciales (a excepción de aguas Federales, las cuales se mantienen bajo el control del Gobierno Central).

### 5.2.2 Cuerpo Regulatorio

El actual ente regulador en el sector de E&P a nivel federal es la Secretaría de Energía, que hace parte del Ministerio de Economía, Trabajos Públicos y Servicios.

La nueva Ley de Hidrocarburos, la cual ha estado bajo discusión por varios años, propuso la creación de un nuevo ente regulador en el E&P, el Ente Federal de Hidrocarburos (EFD). Las provincias individuales tendrían jurisdicción sobre todas las actividades de exploración y producción, almacenamiento de crudo y plantas de tratamiento, mientras que la jurisdicción federal podría estar retenida sobre las tierras

federales y áreas costa afuera más allá de 12 millas desde la costa. Aun así el EFD no ha sido creado.

### **5.2.3 Licenciamiento**

Los acuerdos de petróleo en las cuales las compañías entran en nuevas áreas de exploración son del tipo de concesión impuestos/regalías. Una amplia estructura de los términos que gobiernan la E&P en Argentina son basados sobre el decreto 2178 de 1991 Plan Argentina. Desde el año 2006, los gobiernos provinciales han tenido control sobre las nuevas licencias de petróleo y gas.

### **5.2.4 Duración del contrato**

El periodo de exploración inicial es por 2 o 3 años en áreas continentales y de 4 para áreas de costa afuera. Al final de la fase inicial, el contratista tiene el derecho (si los compromisos han sido cumplidos en la Fase 1) de entrar en un segundo periodo de exploración el cual tiene duración de 1 año menos que en la primera fase. El tercer periodo de exploración si es posible tiene una duración que podría ser menos de dos años que la primera fase. Puede solicitarse una prórroga hasta de 4 años al final de la tercera fase de exploración. Al final de cada periodo, se debe devolver el 50% del área. El término total del contrato (exploración y explotación) es por 25 años con una posible prórroga de 10 años.

### **5.2.5 Área**

Los bloques en exploración no pueden exceder los 10000 Km<sup>2</sup> en áreas continentales y 15000 Km<sup>2</sup> en áreas costa afuera. Una compañía puede sostener hasta 5 permisos aunque compañías individuales con acciones en grupos pueden sostener mas bloques. El área máxima en el caso de concesiones en producción es de 250 Km<sup>2</sup>.

### **5.2.6 Trabajo comprometido**

Un mínimo trabajo comprometido y un mínimo programa de inversión se negocian antes de la firma del acuerdo. Sin embargo, el trabajo comprometido es expresado en

unidades de trabajo, cada una de las cuales corresponde a US\$ 5000, los cuales permiten al contratista la flexibilidad de decidir la forma exacta del programa de trabajo después de firmar el contrato. Debe ser ofrecido un mínimo de 150 unidades de trabajo. El contratista debe comprometerse a la perforación de un pozo en la segunda fase y un pozo en la tercera fase de exploración.

El valor de la oferta es definido de acuerdo a la siguiente formula:

$$G = (U + K) / T$$

- T: Tiempo ofrecido para el primer periodo de exploración, en años (2 - 3 años continental, 2 - 4 años costa afuera)
- K: Unidades de trabajo aceptadas, mínimo 150.
- U: Unidades de trabajo comprometidas durante el primer periodo de exploración sobre "K" de acuerdo al esquema propuesto por la Secretaría de Energía.

### **5.2.7 Periodo de explotación**

En el evento de un descubrimiento, el contratista tiene el derecho de transformar la licencia de exploración en una concesión de explotación por un periodo de 25 años. Con una posible prórroga de 10 años, aunque esto implica adicionar garantías de inversión e impuestos y regalías más altos.

### **5.2.8 Derechos de superficie (cánones)**

Los arrendamientos de superficie anuales se pagan en cada periodo de exploración. En el primer periodo se paga US\$ 10.56/Km<sup>2</sup> incrementando a US\$ 21.12/Km<sup>2</sup> en el segundo periodo y US\$ 31.68/Km<sup>2</sup> en el tercer periodo. Para las concesiones de explotación, las tasas son de alrededor de US\$ 1100/Km<sup>2</sup>. En el evento de una extensión del periodo de exploración este derecho se incrementa significativamente. En el primer año de extensión se pagará alrededor de US\$ 5500/Km<sup>2</sup>, incrementando el 50% por cada año adicional.

### 5.2.9 Términos fiscales, Impuestos y Regalías

Argentina basa su sistema contractual en contratos de concesión. La depreciación es cargada sobre una Unidad de Producción base.

Las regalías se calculan en dólares americanos y se pagan en pesos argentinos. La tasa de regalías que se pagan si se produce durante un periodo de exploración es del 15%. La tasa de regalías es normalmente del 12% sobre el valor en cabeza de pozo de los hidrocarburos. En caso que sean negociadas extensiones de la licencia de producción, la tasa de regalías es generalmente incrementada al 15% y el 3% adicional se paga al Gobierno Provincial de cada caso en particular.

Las deducciones por regalías difieren entre el crudo y el gas. La Resolución 155/92 establece que, para el crudo todas las tarifas para el transporte desde los tanques de almacenamiento hasta el punto de venta son deducibles contra las regalías. Para el transporte por medios diferentes a oleoductos la deducción es calculada sobre la misma base de los costos de procesamiento. Los costos de procesamiento para el crudo son deducibles hasta un máximo de 4% del ingreso bruto. Para el caso del gas, varias modificaciones se han hecho desde la liberación del mercado del gas, ahora hay descuentos específicos por compresión, procesamiento y transporte. Los descuentos por compresión dependen del número de estados requeridos. Para gas que requiera 3 estados de compresión puede deducir hasta US\$ 8.06/Mm<sup>3</sup>, para 2 estados de compresión hasta US\$ 4.03/Mm<sup>3</sup> y para un estado de compresión puede deducir hasta US\$ 2.02/Mm<sup>3</sup>. Las deducciones por procesamiento tienen un límite máximo fijo de US\$ 0.32/Mm<sup>3</sup>. Es posible hacer una deducción por transporte desde la planta de procesamiento hasta el punto de entrega en la línea principal donde el propietario entrega a la compañía de distribución el cual tiene una tasa fija de US\$0.012/Mm<sup>3</sup>Km.

El impuesto de renta es de 35%. Este impuesto no aplica para la región del Tierra del Fuego.

Los impuestos de venta provinciales se encuentran entre 1% y 2% de los ingresos después de regalías y tarifas.

### 5.2.10 Derechos de exportación

Desde el año 2002, los impuestos de exportación son aplicados para disuadir la exportación del crudo, LPG y gas, como parte de la respuesta del gobierno a la crisis económica.

En teoría, el impuesto de exportación limita el precio doméstico del crudo en US\$42/bbl. Sin embargo, este tope se ha perdido debido a que los precios han venido incrementando desde el 2008, por esto a los productores se les ha dado la libertad de negociar el precio de venta de crudo en el mercado doméstico y elevar la demanda a través de la cadena de suministro que ha tendido a incrementar los precios. Para el 2010 algunos productores alcanzaron a recibir precios en el rango de US\$50-55/bbl en el mercado doméstico y para el 2012 se esperan que alcancen los US\$70/bbl.

En la Tabla 5 se muestran las tasas del impuesto de exportación utilizada desde Noviembre de 2007, Donde **Pi** es el precio internacional para el crudo y **Vc** es el tope de US\$42/bbl.

<b>International Price (Pi) (US\$/bbl)</b>	<b>Nominal Tax Rate (%)</b>	<b>Effective Tax Rate (%)</b>
32.00 - 34.99	28.0	21.9
35.00 - 36.99	31.0	23.7
37.00 - 38.99	34.0	25.4
39.00 - 40.99	37.0	27.0
41.00 - 42.99	40.0	28.6
43.00 - 44.99	43.0	30.1
45.00 - 60.90	45.0	31.0
> 60.90	$Ed = (Pi - Vc) / Vc$	$Ed = (Pi - Vc) / Pi$

Source: Wood Mackenzie

**Tabla 5.** Tasas del impuesto de exportación en Argentina

Para LPG la tasa efectiva es aplicada a un porcentaje del precio recibido por el productor. Desde Mayo de 2007 esta tasa es de 25%. Si el precio internacional del LPG excede el precio de referencia de US\$ 57.80/bbl, se aplica un impuesto de importación

del 45%. Sin embargo, si el precio de referencia esta por debajo, el productor recibirá un precio fijo de US\$ 39.75/bbl. En la región de Tierra del Fuego no aplica este impuesto de exportación.

Con el objetivo de compensar los altos precios que paga Argentina por importar gas boliviano desde Marzo de 2008 y evitar la exportación del gas argentino, el gobierno incrementó el impuesto de exportación de gas al 100%. Los precios del gas son regulados por el gobierno y han mantenido artificialmente bajos niveles.

#### **5.2.11 Esquemas incentivos**

El Programa Petróleo Plus se diseño para estimular el crecimiento de la producción, remplazar reservas y evitar la exportación. Bajo este esquema, las compañías pueden ganar créditos de impuestos los cuales pueden ser redimidos contra los impuestos de exportaciones en el lugar o negociarlos con otras compañías.

El programa Gas Plus permite precios más altos para las ventas de gas derivados de nuevos descubrimientos, fuentes No convencionales, y producción incremental en áreas existentes. Los precios bajo el programa Gas Plus varían por contrato. Un ejemplo del precio Gas Plus es el del campo Loma La Lata el cual se espera que alcance US\$ 7.14/mcf en 2012.

### **5.3 ANÁLISIS DEL MODELO CONTRACTUAL Y REGULATORIO EN CANADA**

Canadá no tiene una política nacional unificada que establezca medidas respecto a la planeación energética, uso de la energía, políticas fiscales o seguridad energética. Los recursos no convencionales en Canadá están sujetos a un conjunto de leyes y regulaciones federales, provinciales y locales que gobiernan las actividades de exploración, incluyendo aquellas relacionadas al impacto ambiental. La mayoría de las regulaciones para petróleo y gas son provinciales, porque los recursos pertenecen a las provincias (a excepción de aquellos en tierras nativas).

### 5.3.1 Legislación principal

- **Canada Petroleum Resources Act:** En esta ley se refiere a las tierras frontera (Territorios del Noroeste, Nanavut, Sable Island, áreas submarinas de las aguas internas de Canada, del mar territorial y de la plataforma continental de Canadá que no pertenecen a provincias) y que están en el derecho de “Su Majestad” (La Reina de Inglaterra) quien confiere todas sus delegaciones y representaciones en “El Ministro” ya sea de Recursos Naturales o de Tierras Nativas quienes tienen la responsabilidad administrativa sobre los recursos naturales. Este a su vez confiere su representación en el Gobernador de las Provincias, quien velará en su provincia por el cumplimiento de esta ley.
- **Canada Oil and Gas Operations Act:** Esta ley se refiere a la exploración, perforación, producción, procesamiento y transporte de petróleo y gas, particularmente alentando a las personas de E&P a mantener un régimen prudente para alcanzar la seguridad, la protección del ambiente, la conservación de los recursos de petróleo y gas, los acuerdos de producción y la infraestructura económicamente eficiente.

### 5.3.2 Cuerpo Regulador

El *National Energy Board* (NEB) es el organismo regulatorio federal para asuntos de energía internacional e interprovincial (IEA., 2012). Dentro de cada provincia también existen los cuerpos reguladores, por ejemplo para la Provincia de Alberta es el *Energy Resources Conservation Board* (ERCB). Las actividades de E&P son respaldadas por una prueba de responsabilidad financiera, una Carta de Crédito o una Garantía Bancaria que debe expedir el contratista ante el NEB y en una cantidad satisfactoria para el NEB.

### 5.3.3 Periodo de Exploración

Las áreas en exploración son adjudicadas por contratación directa si es un área libre, o a través de rondas licitatorias las cuales son emitidas por El Ministro. La licencia de exploración ofrece un periodo máximo de 9 años a partir de la fecha efectiva

especificada en la misma licencia sin derecho a prórroga. Y únicamente puede extenderse en el caso que hayan iniciado operaciones de perforación hasta que se establezcan los resultados del pozo.

En el momento de un descubrimiento significativo el NEB debe hacer una declaración escrita sobre la aplicación del contratista sobre el área de descubrimiento, para lo cual le dará una licencia de descubrimiento significativo por un periodo de 3 años sobre la cual el contratista tiene licencia a explorar, perforar y evaluar el potencial de hidrocarburos, desarrollar la infraestructura en superficie y le da el derecho a obtener una licencia de producción.

En el momento de un descubrimiento comercial el NEB debe hacer una declaración escrita sobre la aplicación del contratista sobre el área de descubrimiento comercial. Si existe área del descubrimiento que aun no ha sido perforada y no ha iniciado la producción, El Ministro puede solicitar la devolución de esta porción del área.

#### **5.3.4 Periodo de Producción**

La licencia de producción le da al contratista el derecho a explorar, perforar y evaluar el área, desarrollar la infraestructura en superficie, producir los hidrocarburos y titular el hidrocarburo producido. Una vez declarada la comercialidad y firmada la licencia de producción esta tendrá vigencia por un periodo de 25 años y podrá extenderse mientras continúe la producción comercial de hidrocarburos.

#### **5.3.5 Términos fiscales**

Los gobiernos provinciales y federales obtienen los ingresos de energía de tres fuentes: La venta del derecho a explorar, las regalías por producción y los impuestos.

#### **5.3.6 Impuestos**

Los ingresos provenientes de las operaciones petroleras en Canadá causan impuestos bajo tres sistemas en línea:

Nivel 1: Impuesto Federal por ingresos por operaciones petróleo y gas.

Nivel 2: Impuestos Provinciales por ingresos.

Nivel 3: Impuestos Provinciales por rentas y regalías (Cargos de la Corona) impuestos sobre la propiedad del recurso o sobre la producción de petróleo y gas de pozos o proyectos de *oil sands* situados en una jurisdicción en particular.

### 5.3.6.1 Impuesto Federal por ingresos

La tasa neta federal del impuesto sobre ingresos por petróleo y gas se determina por la Tabla 6, el 10% de reducción de este impuesto es designado para dar a las Provincias espacio para cobrar sus propios impuestos por ingreso.

(December 31 year ends)	2009	2010	2011	2012
<b>Basic federal rate</b>	38%			
<b>Less: Abatement</b>	(10%)			
<b>General federal rate</b>	28%			
<b>General rate reduction</b>	(9%)	(10%)	(11.5%)	(13%)
<b>Net federal income tax rate</b>	<b>19%</b>	<b>18%</b>	<b>16.5%</b>	<b>15%</b>

Fuente: PRICEWATERHOUSE, 2012

**Tabla 6.** Impuesto federal sobre ingresos por petróleo y gas en Canadá.

- **Impuesto a créditos de inversión (ITC)**

Este impuesto del 10% sobre el costo de la propiedad adquirida para uso en las Provincias Atlánticas y Quebec se impone para ciertas actividades del petróleo, gas y minería. La tasa depende del año de adquisición del activo y es de 10% antes de 2014, 5% entre el 2014 y 2015 y 0% después del 2015.

- **Deducción por costos de capital (CCA)**

Son deducciones discretas para permitir el cálculo de impuestos por ingresos en lugar de la depreciación calculada por libros sobre la propiedad depreciable. Los costos de la propiedad tangible que está disponible para uso son acumulados por clases con sus tasas de descuento como se muestra en la Tabla 7.

		CCA rate
<b>Class 1</b>	Pipelines that are not part of gathering systems acquired before February 23, 2005 (see also Class 49)	4%
<b>Class 7</b>	Vessels primarily designed for drilling oil. Pipeline pumping and compression equipment acquired after February 22, 2005	15%
<b>Class 8</b>	Tangible equipment not otherwise included in another class	20%
<b>Class 41</b>	Oil and gas well equipment and gas plant equipment	25%
<b>Class 43.1</b>	Alternative energy assets	30%
<b>Class 43.2</b>	Specified clean energy generation equipment acquired before 2020	50%
<b>Class 49</b>	Pipelines that are not part of the gathering systems acquired after February 22, 2005 (see also Class 1)	8%
<b>Class 50</b>	Computers and systems software	55%

Fuente: PRICEWATERHOUSE, 2012

**Tabla 7.** Principales clases de propiedad depreciable respecto a la industria de petróleo y gas en Canadá.

- **Gasto de propiedad de petróleo y gas Canadiense (COGPE)**

Comprende el costo de adquisición de los recursos de petróleo y gas Canadienses, incluyendo los derechos de petróleo y gas, los pozos de petróleo y gas, los intereses de regalías y los derechos de *oil sands*. Estos costos son manejados como la propiedad depreciable y son deducidas hasta una tasa máxima de 10% por año.

- **Gasto de desarrollo Canadiense (CDE)**

Comprende gastos de perforación y completamiento intangibles que no son otra cosa que el gasto de exploración. Son acumulados y deducidos en una tasa máxima de 30% por año.

- **Gasto de exploración Canadiense (CEE)**

Comprende los costos de exploración geológicos, geofísicos y geoquímicos, costos de *dry-hole* y costos de perforación y completamiento respecto al primer pozo descubridor. Son acumulados y deducidos un 100% hasta por 2 años.

- **Gasto de recurso externo (FRE)**

Incluye el costo de adquisición de propiedades en el extranjero y cualquier gasto de exploración o perforación incurrida por el contratista respecto a la exploración y perforación de petróleo y gas fuera de Canadá. Es deducible hasta un máximo del 30%

- **Impuestos de operaciones de *oil sands***

Aunque la mayor parte de la producción de *oil sands* tiene impuestos similares a la producción convencional, pero para los costos de adquisición de licencias de *oil sands*, adquiridas después del 21 de Marzo de 2011, reciben diferente tratamiento en impuestos, teniendo deducciones como se muestra en la Tabla 8.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Allowable percentage of CEE</b>	100%		80%	60%	30%	0%

Fuente: PRICEWATERHOUSE, 2012

**Tabla 8.** Deducciones de impuestos para *oil sands*.

### 5.3.6.2 Impuesto Federal de Bienes y Servicios y de Ventas Armonizadas

Este impuesto tiene una tasa del 5% que se adiciona al suministro de todos los bienes y servicios hechos en Canadá. El impuesto de ventas armonizadas es también un valor que se adiciona a los bienes y servicios sujetos a impuestos y es un impuesto tanto federal como provincial y puede variar entre el 12% y 15% dependiendo de la provincia que lo aplique.

### 5.3.6.3 Impuestos Provinciales por ingresos

Estos impuestos varían en cada provincia, por ejemplo en Alberta es de 10% y de 3% para las pequeñas compañías, en British Columbia es de 11% y de 2.5% para las pequeñas compañías y en Saskatchewan es de 12% y de 2% para las pequeñas compañías.

### 5.3.7 Regalías

Las regalías se pagan de acuerdo a la reglamentación vigente. El Ministro puede requerir que sean pagadas en dinero o en especie de acuerdo a las regulaciones y los Gobernadores pueden autorizar la reducción o exención de pago según cada caso.

El cálculo de las regalías varía según las Provincias. Los gobiernos provinciales pueden coleccionar las regalías en ingresos gruesos generados por la producción de petróleo y gas, sobre cualquier otra forma adicional de impuestos que ellos puedan imponer. Aunque no es considerado un impuesto pero una participación de la producción las tasas promedio nominales son el 25% del ingreso con unos pocos cambios en los factores tales como la edad y profundidad de los pozos individuales. Por ejemplo, las regalías para la Provincia de Alberta se calculan con las Tablas 9, 10A y 10B:

R% = Price Component ( $r_p$ ) + Quantity Component ( $r_q$ )  
 ARF (2011): R% has a minimum of 0% and a maximum of 40%  
 Transition: R% has a minimum of 0% and a maximum of 50%

Royalty Parameters				
	Price (\$/m <sup>3</sup> )		% Change (%/m <sup>3</sup> )	
	ARF (2011)	Transition Wells	ARF (2011)	Transition Wells
<b>P<sub>1</sub></b>	190.00	210.00	0.06%	0.035%
<b>P<sub>2</sub></b>	250.00	250.00	0.10%	0.01%
<b>P<sub>3</sub></b>	400.00	350.00	0.05%	0.005%
<b>P<sub>4</sub></b>	535.00	--	0.03%	--
	Q (m <sup>3</sup> /month)		% Change (%/m <sup>3</sup> /month)	
	ARF (2011)	Transition Wells	ARF (2011)	Transition Wells
<b>Q<sub>1</sub></b>	106.4	30.4	0.26%, 0.10%	0.13%
<b>Q<sub>2</sub></b>	197.6	152.0	0.07%	0.08%
<b>Q<sub>3</sub></b>	304.0	273.6	0.03%	0.02%

Price Component ( $r_p$ )			
Alberta Royalty Framework (2011)		Transition Wells	
Price (\$/m <sup>3</sup> )	$r_p$	Price (\$/m <sup>3</sup> )	$r_p$ Transition Wells
PP ≤ 250.00	$((PP - 190.00) * 0.0006) * 100$	PP ≤ 250.00	$((PP - 210.00) * 0.00035) * 100$
250.00 < PP ≤ 400.00	$((PP - 250.00) * 0.0010) + 0.0360 * 100$	250.00 < PP ≤ 350.00	$((PP - 250.00) * 0.00010) + 0.0140 * 100$
400.00 < PP ≤ 535.00	$((PP - 400.00) * 0.0005) + 0.1860 * 100$	PP > 350.00	$((PP - 350.00) * 0.00005) + 0.0240 * 100$
PP > 535.00	$((PP - 535.00) * 0.0003) + 0.2535 * 100$	--	--
Maximum	35%	Maximum	35%

PP is the par price for the month in \$/m<sup>3</sup>

Note:  $r_p$  can be negative

Quantity Component ( $r_q$ )			
Alberta Royalty Framework (2011)		Transition Wells	
Quantity (m <sup>3</sup> /month)	$r_q$	Quantity (m <sup>3</sup> /month)	$r_q$ Transition Wells
Q ≤ 106.4	$((Q - 106.4) * 0.0026) * 100$	Q ≤ 30.4	$((Q - 30.4) * 0.0013) * 100$
106.4 < Q ≤ 197.6	$((Q - 106.4) * 0.0010) * 100$	30.4 < Q ≤ 152.0	$((Q - 30.4) * 0.0013) * 100$
197.6 < Q ≤ 304.0	$((Q - 197.6) * 0.0007) + 0.0912 * 100$	152.0 < Q ≤ 273.6	$((Q - 152.0) * 0.0008) + 0.1581 * 100$
Q > 304.0	$((Q - 304.0) * 0.0003) + 0.1657 * 100$	Q > 273.6	$((Q - 273.6) * 0.0002) + 0.2554 * 100$
Maximum	30%	Maximum	35%

Q is the monthly production in m<sup>3</sup>

Note:  $r_q$  can be negative

Fuente: ALBERTA DEPARTMENT OF ENERGY. 2010

**Tabla 9.** Cálculo de regalías de petróleo en la Provincia de Alberta

R% = Price Component ( $r_p$ ) + Quantity Component ( $r_q$ )

R% has a minimum of 5% and a maximum of 36%

For Transition Wells\* R% has a minimum of 5% and a maximum of 30%

Royalty Parameters				
	Price (\$/GJ)		%Change (%/\$/GJ)	
	ARF (2011)	Transition Wells	ARF (2011)	Transition Wells
$P_1$	4.50	2.00	4.5%	3.5%
$P_2$	5.25	3.25	2%	0.5%
$P_3$	9.00	5.00	1%	0%
	Q ( $10^3 m^3/d$ )		% Change (%/ $10^3 m^3/GJ$ )	
	ARF (2011)	Transition Wells	ARF (2011)	Transition Wells
$Q_1$	4	2	5%	5%
$Q_2$	6	4	3%	2%
$Q_3$	11	9	1%	1%

Price Component ( $r_p$ )			
Alberta Royalty Framework (2011)		Transition Wells	
Price (\$/GJ)	$r_p$	Price (\$/GJ)	$r_p$ Transition Wells
$PP \leq 5.25$	$((PP - 4.50) * 0.0450) * 100$	$PP \leq 3.25$	$((PP - 2.00) * 0.0350) * 100$
$5.25 < PP \leq 9.00$	$((PP - 5.25) * 0.0200 + 0.03375) * 100$	$3.25 < PP \leq 5.00$	$((PP - 3.25) * 0.0050 + 0.0437) * 100$
$PP > 9.00$	$((PP - 9.00) * 0.0100 + 0.10875) * 100$	$PP > 5.00$	$((PP - 5.00) * 0.0000 + 0.0525) * 100$
Maximum	30%	Maximum	5.25%

PP is the par price for the month in \$/GJ  
Note:  $r_p$  can be negative

Quantity Component ( $r_q$ )			
Alberta Royalty Framework (2011)		Transition Wells	
Quantity ( $10^3 m^3/d$ )	$r_q$	Quantity ( $10^3 m^3/d$ )	$r_q$ Transition Wells
$ADP \leq (6 * DF)$	$([ADP - (4 * DF)] * (0.0500 / DF)) * 100$	$ADP \leq 4$	$([ADP - 2] * 0.0500) * 100$
$(6 * DF) < ADP \leq (11 * DF)$	$([ADP - (6 * DF)] * (0.0300 / DF) + 0.1000) * 100$	$4 < ADP \leq 9$	$([ADP - 4] * 0.0200 + 0.1000) * 100$
$ADP > (11 * DF)$	$([ADP - (11 * DF)] * (0.0100 / DF) + 0.2500) * 100$	$ADP > 9$	$([ADP - 9] * 0.0100 + 0.2000) * 100$
Maximum	30%		25%

PP is the par price for the month in \$/GJ  
Note:  $r_q$  can be negative  
DF is a depth factor that applies only to the quantity component and is based on the measured depth (MD) of a well where:  
DF = 1 for all transition wells and for MD  $\leq$  2000 m;  
DF =  $(MD/2000)^2$  for MD > 2000 m; and,  
The depth factor is capped at 4.

Fuente: ALBERTA DEPARTMENT OF ENERGY. 2010

**Tabla 10 A.** Cálculo de Regalías de Gas Natural en la Provincia de Alberta.

Illustration of Depth Factor Adjustment			
MD	DF	Quantity	$r_q$
≤ 2000 m	1.0000	$ADP \leq 6 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$	$(ADP - 4) * 0.0500$
		$6 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d} < ADP \leq 11 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$	$(ADP - 6) * 0.0300 + 0.1000$
		$ADP > 11 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$	$(ADP - 11) * 0.0100 + 0.2500$
		Maximum	30%
2500 m	1.5625	$ADP \leq 9.3750 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$	$(ADP - 6.25) * 0.032$
		$9.3750 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d} < ADP \leq 17.1875 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$	$(ADP - 9.3750) * 0.0192 + 0.1000$
		$ADP > 17.1875 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$	$(ADP - 17.1875) * 0.0064 + 0.2500$
		Maximum	30%
3000 m	2.2500	$ADP \leq 13.5 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$	$(ADP - 9) * 0.0222$
		$13.5 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d} < ADP \leq 24.75 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$	$(ADP - 13.5) * 0.0133 + 0.1000$
		$ADP > 24.75 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$	$(ADP - 24.75) * 0.0044 + 0.2500$
		Maximum	30%
3500 m	3.0625	$ADP \leq 18.375 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$	$(ADP - 12.25) * 0.0163$
		$18.375 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d} < ADP \leq 33.6875 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$	$(ADP - 18.3750) * 0.0098 + 0.1000$
		$ADP > 33.6875 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$	$(ADP - 33.6875) * 0.0033 + 0.2500$
		Maximum	30%
≥ 4000 m	4.000	$ADP \leq 24 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$	$(ADP - 16) * 0.0125$
		$24 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d} < ADP \leq 44 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$	$(ADP - 24) * 0.0075 + 0.1000$
		$ADP > 44 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$	$(ADP - 44) * 0.0025 + 0.2500$
		Maximum	30%

Fuente: ALBERTA DEPARTMENT OF ENERGY. 2010

**Tabla 10 B.** Cálculo de Regalías de Gas Natural en la Provincia de Alberta.

### 5.3.8 Fondo de investigación de estudios ambientales

Existe un fondo general para las tierras frontera, para financiar los estudios ambientales y sociales pertenecientes a la manera en la cual y en los términos y condiciones bajo los cuales las actividades de exploración, desarrollo y producción deben ser llevadas a cabo. Se abre una subcuenta en el Ministerio de Recursos Naturales y otra subcuenta en el Ministerio de Asuntos Indígenas y Desarrollo del Norte y se paga en la sección que corresponda a cada provincia. La cantidad total del fondo no debe exceder US\$ 15'000.000.

### 5.3.9 Investigación científica y desarrollo experimental (SR&ED)

Este programa es uno de los más generosos en el mundo industrializado. El programa ofrece incentivos fiscales para las compañías que incurran en gastos de investigación y desarrollo. Muchas compañías han usado este programa para incrementar el flujo de

caja, mejorar la rentabilidad y promover una cultura de innovación. Las categorías de los proyectos son:

- Desarrollo experimental: para alcanzar avances tecnológicos para crear y mejorar nuevos materiales, dispositivos, productos y procesos. Mas del 90% de la inversión del programa SR&ED es invertido en esta categoría.
- Investigación aplicada: Para avances en conocimiento científico con una aplicación práctica y específica, usualmente llevada a cabo por las compañías o centros de investigación.
- Investigación básica: Para avances en conocimiento científico sin una aplicación práctica y específica, usualmente llevada a cabo por las universidades.

#### **5.3.10 Arbitramiento**

El arbitramiento puede ser ordenado por El Ministro y llevado a cabo por el Gobernador.

#### **5.3.11 Terminación del contrato o cancelación de derechos**

Son varias las causales de terminación del contrato entre las más importantes se consideran:

- Por declaración de terminación por incumplimiento.
- Puede ser por renuncia durante el periodo de exploración o en cualquier momento del periodo de producción caso en el cual las áreas pasaran a ser automáticamente áreas Reserva de La Corona.
- En cualquier tiempo por mutuo acuerdo entre las partes.
- Por vencimiento del periodo de exploración y/o producción.

#### **5.3.12 Esquemas incentivos**

Los esquemas incentivos dependen de los gobiernos provinciales. Por ejemplo, el gobierno de Alberta incluye una gran cantidad de esquemas incentivos reduciendo el pago de regalías. A partir de mayo de 2010, dentro de los incentivos para el E&P de hidrocarburos no convencionales varias formulas como el pago máximo de regalías de

5% durante 36 meses para compañías que perforen pozos de petróleo o gas no convencional; en el caso de *shale gas* sin limitaciones por volumen de producción, en los yacimientos de gas asociado al carbón acorta al 5% la regalías sobre los primeros 750 millones de pies cúbicos de producción de un nuevo pozo y los nuevos pozos horizontales también tienen un máximo de regalías del 5%. El programa de *Natural Gas Deep Drilling* estimula la exploración, desarrollo y producción de pozos mas profundos y de más alto costo, en el cual disminuyeron la profundidad establecida de 2500m a 2000m para acceder al beneficio del 5% máximo de regalías y con un beneficio adicional de US\$ 875.000 para los pozos de mas de 4000m incluyendo los pozos perforados antes de 1985. El gobierno de Alberta también ofrece incentivos por la perforación de pozos en *re-entry* y a pozos con baja productividad.

- **Incentivo por el programa SR&ED**

Para las compañías que invierten en el Programa de Investigación Científica y Desarrollo Experimental, tienen una deducción del impuesto de créditos de inversión ITC del 20% anual y de 15% anual para después del 2013. Esta deducción puede ser hasta del 35% por los primeros US\$3'000.000 de gastos de exploración.

## 6. ANALISIS COMPARATIVO DE LOS MODELOS CONTRACTUALES

Considerando el análisis de la información investigada sobre modelos contractuales E&P para yacimientos de hidrocarburos no convencionales, en los aspectos más relevantes tanto técnicos como económicos, se presenta la comparación de estos parámetros entre Colombia, Argentina y Canadá en las Tablas 11, 12A y 12B a manera de cuadros semáforo, en los que el verde significa los parámetros que se encuentran dentro del promedio y son ventajosos y en rojo los parámetros que le dan las principales desventajas a los modelos contractuales y reglamentarios de cada país comparado.

Se evidencia que en cuanto a los aspectos técnicos el contrato de Colombia es competitivo a excepción de la extensión de las áreas ofrecidas en licencia, como se explicara más adelante, y que las obligaciones contractuales de trabajo mínimo son bastante más exigentes que en Argentina y Canadá.

En cuanto a los aspectos económicos los parámetros de comparación son muy variados. Las regalías que exige Colombia se encuentra dentro de los promedios. Existen varias diferencias entre las clases de impuestos exigidos por cada país. Al parecer todos tienen una alta carga impositiva, sin embargo Colombia se encuentra en desventaja debido a los escasos incentivos fiscales que los otros países si ofrecen. Canadá tiene una alta carga impositiva tanto a nivel de gobierno Federal como Provincial, sin embargo ofrece una gran cantidad de programas que permiten la deducción de estos impuestos. En efecto, los incentivos fiscales para los yacimientos no convencionales, permitió que en Canadá la industria del petróleo se volcara hacia este tipo de recursos no convencionales.

Respecto a las obligaciones sociales, de medio ambiente y desarrollo de tecnología, los países exigen la inversión en estos temas y los porcentajes son bastante variados, pero importantes.

CONDICIONES CONTRACTUALES E&P PARA HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES				
	COLOMBIA	ARGENTINA	CANADA	
Cuerpo Regulador	ANH	Secretaría de Energía (Central) y Gobierno Provincial	National Energy Board (Central) y Gobierno Provincial	La ventaja de Colombia es que existe un solo ente regulador y central
Tiempo periodo exploración	9 años (3 Fases) con 6 meses de prórroga	2 a 3 años continental y 4 años costa afuera. (3 fases y prórroga de 4 años)	máximo 9 años Sin derecho a prórroga	Colombia se encuentra entre el promedio de tiempo para el periodo de exploración
Tiempo periodo evaluación	2 años	N/A	3 años	Colombia se encuentra entre el promedio de tiempo para el periodo de evaluación
Tiempo periodo explotación	24 años o hasta el límite económico del campo	25 años incluyendo tiempo de exploración y prórroga hasta 10 años	25 años o hasta el límite de producción comercial	Colombia se encuentra entre el promedio de tiempo para el periodo de explotación
Obligaciones	De acuerdo a cada contrato. En 1ra fase expl: 2 pozos estratigráfico, 1km de sísmica 2D por cada 5km2 y cartografía geológica del 50% del área. 2da fase Explo: 1 pozo estratigráfico y 2 pozos exploratorios 3ra fase explo: 4 pozos exploratorios	min. US\$ 750000 y pozo en cada fase de exploración	No dato	Las obligaciones contractuales en Colombia son elevadas con respecto a los países comparados.
Áreas en concesión	A través de rondas licitatorias o adjudicación directa de áreas libres min 450 Km2 continental	máximo 10000 Km2 continentales y 15000 Km2 costa afuera en exploración y 250 km2 en producción	a través de rondas licitatorias o adjudicación directa de áreas libres	Colombia ofrece áreas muy pequeñas en exploración de HCNC y esto es un factor determinante para este tipo de yacimientos.
Devolución de áreas	Al final del periodo de exploración	50% al final de cada fase de exploración	No devolución en exploración. Únicamente se existe área que no fue perforada y que no ha iniciado la producción	Es una ventaja la devolución de área solo después del final del periodo de exploración de 9 años

**Tabla 11.** Análisis comparativo de los parámetros técnicos de los modelos contractuales.

CONDICIONES CONTRACTUALES E&P PARA HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES				
	COLOMBIA	ARGENTINA	CANADA	
Garantía Bancaria	Si	Si	Si	
Derecho por uso del subsuelo en exploración / Derechos de superficie, Cánones uso del suelo	#hectareas * 2.48 a 4.95 (US\$) cont. #hectareas * 0.82 (US\$) offshore	1ra fase expl. US\$ 10.56/Km2 2da fase expl US\$ 21.12/Km2 3ra fase expl US\$ 31.68/Km2	N/A	Se imponen diferentes tipos de derechos e impuestos entre los países comparados
Derecho por uso del subsuelo en Evaluación Técnica y producción / Derechos de superficie, Cánones uso del suelo	CRUDO producción * US\$ 0.1255 (bbl) GAS producción * US\$ 0.01255 (1000 pies cúbicos)	Producción US\$ 1100/Km2	N/A	
Derechos económicos por precios altos	Cuando la producción supere los 5MMbbl y el WTI o Henry Hub superen el Po en crudo de 81 US\$bl y en gas natural 7.23-9.63 US\$MMBTU. Y varía de 30%-50% de participación	N/A	N/A	
Derecho económico como porcentaje de participación en la producción	X% cuando se haya pactado	N/A	N/A	
Derechos económicos en pruebas de producción	causan los anteriores	N/A	N/A	
Derechos de exportación	N/A	Dependiendo precio internacional de Crudo : 21.9% - 31% LPG: 25%- 45% Gas: 100%	N/A	Colombia permite la libre exportación y comercialización de hidrocarburos
Regalías	8% - 25%	12% - 15%	~25%	Colombia está en el promedio
Impuesto Renta	33%	35%	No dato	Colombia está en el promedio

**Tabla 12 A.** Análisis comparativo de los parámetros económicos de los modelos contractuales.

CONDICIONES CONTRACTUALES E&P PARA HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES				
	COLOMBIA	ARGENTINA	CANADA	
Impuesto federal por ingresos	N/A	N/A	15%	Se imponen diferentes tipos de derechos e impuestos entre los países comparados
Impuesto a créditos de inversión	N/A	N/A	10%	
Impuesto de bienes y servicios	N/A	N/A	5%	
Impuesto provincial por ingresos	N/A	N/A	10% - 12%	
Impuesto de venta Provincial	N/A	1% - 2%	12% - 15%	
Fondo de Abandono / Fondo investigación estudios ambientales y sociales	Si	N/A	máximo US\$ 15'000.000	
Planes Beneficio a comunidades	1% de la inversión de cada fase de exploración y de cada año de evaluación y producción	N/A	Incluido en el Fondo investigación estudios ambientales y sociales	
Transferencia de Tecnología	Por fase de explo. 25% de #Hec*tabla precios unitarios. Máximo US\$100.000 por fase o por año calendario	N/A	Incluido en el Fondo investigación estudios ambientales y sociales	
<b>Esquemas incentivos</b>	valor de los derechos por precios altos en HCNC de 81 US\$/bl. y hubo una reducción en la tarifa de regalías	Petróleo Plus y Gas Plus. Deducciones de regalías por transporte y compresión en gas.	Max 5% regalías por 36 meses. Programa de <i>Natural Gas Deep Drilling</i> y beneficio US\$ 875.000 para los pozos de mas de 4000m. Deducción de 20% de impuestos por inversión en programas de investigación. Deducciones en impuestos federales	Colombia requiere hacer más esfuerzo en promover incentivos tributarios debido a que los altos impuestos y derechos que genera. Este es el factor que mas influyó en el desarrollo de yacimientos de HCNC en Canadá

**Tabla 12 B.** Análisis comparativo de los parámetros económicos de los modelos contractuales.

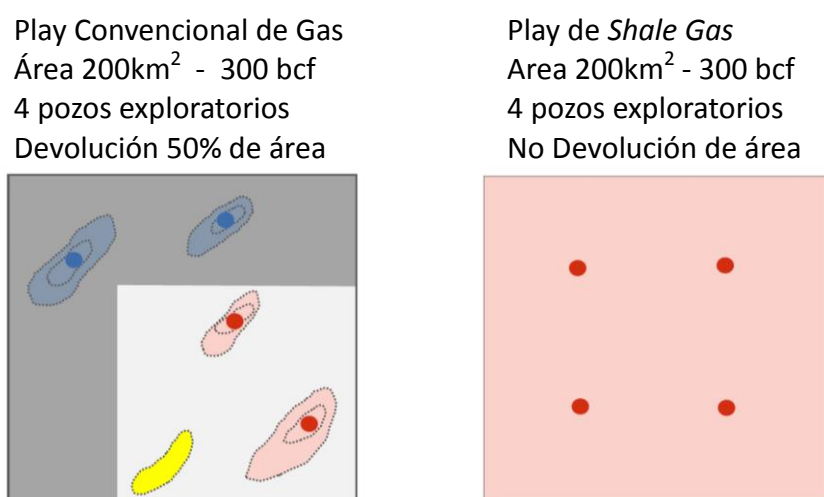
## 7. FACTORES CLAVES Y ESTRATEGIAS PARA EL ÉXITO EN E&P DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

Existen varios factores que son claves para el éxito de los hidrocarburos no convencionales y por lo tanto se debe incentivar su ocurrencia para iniciar el desarrollo de estos yacimientos en Colombia. Entre los factores mas relevantes se encuentran:

### 7.1 FACTORES TECNICOS

#### 7.1.1 Tamaño de los bloques en licencia

Para la exploración y especialmente el desarrollo y producción de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, es de gran importancia el tamaño de las áreas en licencia. Debido a las características propias del yacimiento, por ejemplo en el caso de los *shale gas* en que el hidrocarburo no se encuentra asociado a una trampa sino a la extensión del reservorio en sí, es necesario que se cuente con áreas de gran extensión. Igualmente los criterios de devolución de áreas deben manejarse de una forma mas flexible que para los convencionales, ya que es más difícil definir zonas donde no se proponga desarrollo y producción (Figura 2).



**Figura 2.** Tamaños de bloques en licencia y devolución de áreas.

En los términos contractuales de la Ronda Colombia 2012 este factor se tuvo en cuenta y se ofrecieron bloques de mayor extensión con más de 45000 hectáreas (450 Km<sup>2</sup>) y se aprobó la devolución de áreas únicamente hasta el final del periodo de exploración.

### **7.1.2 Prospectividad**

Para la Ronda Colombia 2012, en la cual se ofrecieron varios bloques con potencial para hidrocarburos no convencionales, se hizo una evaluación preliminar que demuestra la prospectividad del país (Tabla 13). Sin embargo, la ANH debe continuar sus esfuerzos de promoción de inversión en este sector técnico para permitir un mayor grado de certidumbre sobre el potencial geológico de las distintas cuencas hidrocarburíferas en Colombia en cuanto a parámetros como saturación de hidrocarburos, porosidad y espesores, los parámetros de fluidos como viscosidad, permeabilidad de reservorios y gradiente de presión y la capacidad de fracturamiento, fragilidad de los reservorios y efectividad de los completamientos.

### **7.1.3 Tiempo y periodos de actividades**

En la Ronda 2012, la modificación de términos contractuales favoreció este factor en los diferentes periodos del contrato, garantizando el tiempo suficiente para encontrar las soluciones adecuadas en la exploración y el desarrollo de los yacimientos no convencionales y suficiente tiempo de producción para recuperar las reservas. De esta forma se incrementó el periodo de exploración a 9 años, el periodo de evaluación a 2 años prorrogable hasta 6 años y se aprobó el periodo de producción hasta por 24 años. Adicionalmente, se aprobó devolución de área hasta el final del periodo de exploración y el aviso de descubrimiento al final del completamiento, lo cual permite asegurar la continuidad de la inversión en un bloque.

<b>RECURSOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA - EVALUACION PRELIMINAR</b>		
<b>RECURSO</b>	<b>RESULTADOS (mínimo - máximo)</b>	<b>CUENCAS MAS PROSPECTIVAS (P50)</b>
Hidratos de gas	843.04 - 13040.05 MMBOE (4.89 - 75.63 Tcf)	Choco Marino Guajira Marino Sinú Marino
Gas Asociado al carbón	<i>Escenario 1:</i> 125.22 - 13363.92 MMBOE (725.39 - 73107.17 Bcf) <i>Escenario 2:</i> 2535.24 - 3783.05 MMBOE (14704.50 - 21940.83 Bcf) <i>Escenario 3:</i> 2.14 - 61-97 MMBOE (156.10 - 359.56 Bcf)	Sinú - San Jacinto Cesar - Ranchería VSM
Tar sand	<i>Escenario 1:</i> 22.63 - 990.45 MMbbl Recursos medidos <i>Escenario 2:</i> 155.71 - 6812,57 MMbbl Recursos indicados <i>Escenario 3:</i> 1056.94 - 46244.82 MMbbl Recursos inferidos <i>Escenario 4:</i> 3455.13 - 151173.86 MMbbl Recursos hipotéticos	Cordillera Oriental Llanos Orientales Valle Medio del Magdalena
Shale Oil	<i>Escenario 1:</i> 60.47 - 91077.98 MMbbl Recursos indicados <i>Escenario 2:</i> 511.67 - 677745.15 MMbbl Recursos Hipotéticos	Cordillera Oriental Choco VSM
Shale Gas	<i>Escenario 1:</i> 41513,49 - 2525394.17 MMBOE (240.78 - 14647.29 Tcf) <i>Escenario 2:</i> 71080 - 3800460 MMBOE (412.29 - 22042.67 Tcf)	Llanos Orientales Cordillera Oriental Caguán - Putumayo
Gas en arenas apretadas	<i>Escenario 1:</i> 0.82 - 1089.32 MMBOE (0.005 - 6.32 Tcf) <i>Escenario 2:</i> 172.06 - 7530.59 MMBOE (0.99 - 43.67 Tcf)	Llanos Orientales Caguán - Putumayo Cordillera Oriental
Crudo pesado	14224 - 388654 MMBOE	Llanos Orientales Valle Medio del Magdalena Caguán - Putumayo

**Tabla 13.** Recursos de hidrocarburos no convencionales en Colombia. Evaluación preliminar. Fuente: VARGAS, C. 2012. UNAL - ANH

## **7.2 FACTORES ECONÓMICOS**

### **7.2.1 Precio de los hidrocarburos**

Indudablemente es el factor económico que más influye en el desarrollo de yacimientos no convencionales. Mientras que los precios de los hidrocarburos se mantengan altos generaran más expectativas hacia la exploración y explotación de los recursos. En Colombia se manejan precios del gas más altos que en Norteamérica, lo cual lo convierte en un país atractivo para la inversión. En los términos contractuales de la Ronda Colombia 2012 se tuvo en cuenta el valor de los derechos por precios altos. El Po, que afecta la distribución de ingresos en escenarios de precios altos, se puso sobre los US\$ 81/bl para hidrocarburos líquidos no convencionales.

### **7.2.2 Incentivos fiscales**

Los incentivos fiscales son un factor muy importante para iniciar el desarrollo de un yacimiento no convencional en un país. Las medidas fiscales que ayuden en la reducción del riesgo contribuyen directamente en el interés de los inversionistas sobre los no convencionales. Teniendo en cuenta los altos 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. En los términos contractuales de la Ronda Colombia 2012 se tuvo en cuenta el valor de los derechos por precios altos y hubo una reducción en la tarifa de regalías.

### **7.2.3 Términos Contractuales**

Las condiciones y obligaciones presentes en los términos contractuales son determinantes en la inversión de yacimientos no convencionales. Un marco contractual donde se establezcan claramente un conjunto de reglamentos tanto técnicos, económicos y legales favorece el ambiente de seguridad económica para viabilizar la inversión. Colombia garantiza esa estabilidad y competitividad contractual incentivando la inversión del sector privado.

#### **7.2.4 Condiciones del mercado**

Es muy importante la existencia de reglas acordes a la comercialización y la promoción de un mercado interno especialmente para gas. También la búsqueda de mercados externos de exportación puesto que actualmente los intercambios regionales de energía son relativamente reducidos, pero existen distintas iniciativas que apuntan hacia un mayor grado de integración, fundamentalmente en materia de gas (Petroamérica, Mesoamérica, Anillo Energético del Sur, etc.). Colombia está geográfica y estratégicamente posicionada para ser un actor clave en los procesos de promoción de la integración energética regional, favoreciendo la creación de mercados.

#### **7.2.5 Inversión a largo plazo**

Los factores para el éxito incluyen la inversión a largo plazo soportada por socios públicos y privados. La inversión privada debe ser promovida y Ecopetrol debe participar en estas inversiones para asegurar un desarrollo oportuno de las reservas a medida que se vayan descubriendo, junto con el favorecimiento de una economía a escala que asegure la eficiencia y reducción de costos.

### **7.3 FACTORES LOGISTICOS**

#### **7.3.1 Capacidad de respuesta del Estado a los trámites**

Este factor se refiere principalmente a la consecución y aprobación de las licencias ambientales, para lo cual es necesario 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. Igualmente, la agilización del Estado ante los procesos de aprobaciones de informes técnicos, certificación de presencia de comunidades en las áreas adjudicadas y consultas con las comunidades para el inicio de actividades.

### **7.3.2 Tecnología y Cadena de suministro**

Es necesario crear un ambiente que promueva continuamente la innovación tecnológica, impulsando el desarrollo de tecnologías y proyectos para incrementar la oferta de recursos energéticos no convencionales. En cuanto a la cadena de suministro existente en el país, se encuentra actualmente la suficiente para pruebas iniciales pero requiere una expansión de la industria de servicios especialmente en equipos de fracturamiento hidráulico para programas pilotos y las fases de producción comercial.

### **7.3.3 Infraestructura de transporte suficiente**

En el país existe una infraestructura de transporte establecida (vial, gasoductos y oleoductos) que usualmente se mantiene al máximo de su capacidad, por lo que se hace necesario garantizar el acceso mediante la ampliación y modernización de la infraestructura de transformación, transporte, almacenamiento y comercio internacional de hidrocarburos. Igualmente, se debe asegurar un esquema económico que garantice de forma eficiente las inversiones en infraestructura.

### **7.3.4 Impacto ambiental**

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, a través de programas de manejo de agua especialmente diseñados dentro de las regulaciones ambientales.

### **7.3.5 Seguridad y orden público**

Existen todavía importantes riesgos de seguridad interna que afectan al sector y que constituyen amenazas para el desarrollo de las actividades petroleras.

## **7.4 ESTRATEGIAS**

### **7.4.1 Fortalecimiento las condiciones económicas y regulatorias**

- Crear mecanismos y programas en materia tributaria donde se planteen grandes incentivos fiscales que ayuden a mejorar los retornos de capital de los inversionistas privados ya sea a través de disminución de regalías, IVA, impuesto de renta, derechos por precios altos, factor «X», aranceles, derecho uso subsuelo.
- Las reducciones temporales en renta y/o regalías, y/o la exención de IVA, y/o una combinación de las mismas, son especialmente importantes para mitigar el impacto adverso de no lograr los ahorros estimados en el costo de los pozos y de los problemas de mercado asociados a la falta de infraestructura de transporte, colocación de producto en el mercado, sobrecostos de IVA. Esto es especialmente importante para viabilizar los proyectos de gas.
- Impulsar reglas de comercialización adicionales, en materia de gas natural y generar mercado interno y externo.
- Liquidación de las regalías por pozo, ya que impulsa la continuidad del desarrollo del campo e independiza el diseño/producción de la tarifa de regalía.

### **7.4.2 Fortalecimiento en la capacidad de respuesta pública y privada**

- Impulsar mayor conocimiento sobre hidrocarburos no convencionales en las autoridades a través de programas de gestión del conocimiento en la ANH y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).
- Generar un marco regulatorio ambiental y protocolo de quema de gas.
- Fortalecer eficiencia proceso de licenciamiento ambiental (HTER).
- Fortalecer procedimientos de aprobaciones gubernamentales técnicas y de fiscalización.

#### **7.4.3 Promoción del crecimiento de oferta de bienes y servicios**

- Identificar oportunidades de desarrollo de mercado de bienes y servicios.
- Estructurar una base de datos de oferta y demanda de bienes y servicios.
- Identificar oportunidades de mejora en trámites de importación mediante reducción o exención del arancel total que reduce el precio mínimo económico, para importación de tecnología de la cadena de suministro al menos mientras entran en vigencia los TLC con Estados Unidos y la Unión Europea.
- Facilitar el acceso a tecnologías y crear un ambiente que promueva continuamente la innovación tecnológica y el abastecimiento en la cadena de suministro.

#### **7.4.4 Apoyo al desarrollo de la infraestructura de transporte**

- Realizar análisis de necesidades de oferta y demanda de infraestructura por regiones.
- Incentivar las inversiones en la infraestructura para el transporte de hidrocarburos.

#### **7.4.5 Fortalecimiento de las condiciones de seguridad**

- Generar condiciones de seguridad que permitan llevar a cabo las operaciones de la industria en un marco de confianza y de estabilidad, que provea la protección de sus empleados, instalaciones y demás propiedades.

## 8. CONCLUSIONES

En materia contractual y de acuerdo a la comparación con modelos contractuales de otros países, Colombia ofrece estabilidad y reglas claras. El contrato como tal usado en Colombia es favorable para garantizar la inversión, pero muchas de las condiciones que son determinantes para la inversión en hidrocarburos no convencionales no dependen de los términos contractuales, sino de otros parámetros que están fuera del alcance del mismo contrato, como las condiciones de mercado, el precio de los hidrocarburos, el acceso a infraestructura y a la tecnología.

De acuerdo a la comparación de los términos contractuales una de las principales desventajas de Colombia es la reducida opción de incentivos fiscales. Este ha sido un factor muy importante en la inversión de no convencionales en otros países y es lo que ha ayudado a incentivar la inversión privada.

La disponibilidad limitada de información geológica, los desafíos técnicos, la escasez de personal especializado, las preocupaciones de seguridad, la regulación deficiente y principalmente la falta de incentivos económicos son algunos motivos por qué estos recursos no convencionales han recibido relativamente poca atención en Colombia, tal como se evidenció en los resultados de la Ronda Colombia 2012, en la que de los 31 bloques ofrecidos con potencial de hidrocarburos no convencionales, únicamente 5 bloques fueron adjudicados.

Para remplazar la producción y reservas debido a la declinación de la producción convencional de petróleo y gas natural, en Canadá se ha hecho gran énfasis en poner en producción los yacimientos no convencionales y la producción de offshore. Un factor determinante ha sido la inversión en tecnología que ha incrementado la vida útil de los campos maduros y le ha permitido a la industria desarrollar efectivamente estos recursos complejos y altamente costosos y en una forma más ambientalmente amigable. En Colombia debe considerarse que la inversión en tecnología no sea

únicamente a través del programa de transferencia de tecnología, sino que se destinen rublos a los centros de investigación científica y desarrollo experimental.

Un punto importante es quizá que el desarrollo de los proyectos petroleros y el incremento de la producción de los mismos debe ir de la mano con el mejoramiento y la expansión de la infraestructura de transporte (oleoductos, gasoductos, etc), punto en el cual Colombia presentan atrasos importantes y recién se está atacando dicha debilidad.

Las modalidades contractuales son bastante variadas, de igual manera las regulaciones, impuestos, rentas, deducciones, y demás. Esto hace que el análisis de cada país llegue a ser algo complejo y cada factor se puede volver preponderante en el desarrollo de un análisis económico y en la decisión final desde el punto de vista del inversionista. Sin embargo, los proyectos petroleros en el país son atractivos desde varios puntos de vista y muestra de ello es el creciente desarrollo de nuestra región en materia energética y petrolera, lo cual hasta ahora está despertando el interés de la inversión privada hacia los hidrocarburos no convencionales en Colombia.

## 9. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- ABRAMS, M., MANZANO, K., ALLEN, R., KESLER, C., 2007. Development of a predictive Resource model for shale gas systems (SGS) Phase I: GIS catalog of potential and existing shale gas plays in U.S. and Canada. Energy & Geoscience Institute at The University Of Utah (EGI).
- ACP - ASOCIACION COLOMBIANA DEL PETROLEO. 2012. Hidrocarburos no convencionales un reto tecnológico. <http://www.acp.com.co/>
- AGALLIU, I. 2011. CBM (Coal Bed Methane) Environment and Regulatory Framework in Colombia. IHS.
- ALBERTA DEPARTMENT OF ENERGY. 2010. Competitiveness Review Changes. Oil & Gas Royalty Operations. [www.qp.alberta.ca](http://www.qp.alberta.ca)
- ALBERTA DEPARTMENT OF ENERGY. 2010. Joint Industry/ Alberta Energy Crown Royalty Information Exchange Event. [www.qp.alberta.ca](http://www.qp.alberta.ca)
- ALL CONSULTING & MONTANA BOARD OF OIL AND GAS CONSERVATION. 2004. Coal Bed Methane Primer New Source of Natural Gas – Environmental Implications.
- ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos. Modelos Contractuales vigentes. <http://www.anh.gov.co/es/index.php>
- ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos. Contrato de exploración y producción de hidrocarburos. <http://www.rondacolombia2012.com/>
- ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos. Ronda Colombia 2012. Aspectos Generales. <http://www.rondacolombia2012.com/>
- ARTHUR D. LITTLE. 2011. Potential Resources of Unconventional Hydrocarbons in Colombia. Bogotá.
- ARTHUR D. LITTLE. 2011. Technology analysis and Promotion Strategy for Coalbed Methane Developments in Colombia. Executive Summary. Bogotá.
- CHUCHLA, R. 2011. Taller de Recursos No Convencionales. Aspectos Contractuales. ExxonMobil Exploration Company. Colombia

- CORREA, G.; OSORIO, N.; RESTREPO, D. 2009. Unconventional Natural Gas Reservoirs. *Energética*, Núm. 41, diciembre-julio, 2009, pp. 61-72. Universidad Nacional de Colombia. Colombia.
- HORMIZDA V., RODRÍGUEZ A. 2011. Diseño de un modelo contractual para la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales. Monografía. Universidad Industrial de Santander. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Bogotá.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). 2012: Golden Rules for a Golden Age of Gas. *World Energy Outlook Special report on Unconventional Gas*. 143 p.  
[http:// www.worldenergyoutlook.org](http://www.worldenergyoutlook.org)
- MINISTER OF ENERGY. 2011. Mines and Minerals Act. New Well Royalty Regulation. [www.gp.alberta.ca](http://www.gp.alberta.ca)
- MINISTER OF JUSTICE. 2011. Canada Petroleum Resources Act.  
<http://laws-lois.justice.gc.ca>
- MINISTER OF JUSTICE. 2011. Canada Oil and Gas Operations Act.  
<http://laws-lois.justice.gc.ca>
- MINMINAS - Ministerio de Minas y Energía. Normatividad  
<http://www.minminas.gov.co/minminas/hidrocarburos.jsp>
- PRICEWATERHOUSE COOPERS LLP, 2012. Oil and Gas taxation in Canada. Framework for investment in the Canadian oil and gas sector.  
[www.pwc.com/ca/energy](http://www.pwc.com/ca/energy)
- PROVINCE OF ALBERTA. 2009. Alberta regulation 222/2008. Mines and Minerals Act. Petroleum Royalty Regulation. [www.gp.alberta.ca](http://www.gp.alberta.ca)
- PROVINCE OF ALBERTA. 2009. Alberta regulation 221/2008. Mines and Minerals Act. Natural Gas Royalty Regulation. [www.gp.alberta.ca](http://www.gp.alberta.ca)
- VARGAS, C. 2011. Potencial de Petróleo de Shale y Gas Asociado a Carbón en Colombia, Avances en la estimación de Hidratos de Gas Metano. ANH.
- VARGAS, C. 2012. Potencial de hidrocarburos en Colombia. Universidad Nacional de Colombia, Bogotá. Colombia. ANH.

- WOODMACKENZIE, Researching & Consulting, Mining and Metals.  
<http://www.woodmacresearch.com/>
- WOODMACKENZIE. 2011 Canada Upstream. M&A Service Market Insigth.  
<http://www.woodmacresearch.com/>
- WOODMACKENZIE. 2012. Argentina Country Overview.  
<http://www.woodmacresearch.com/>
- WOODMACKENZIE. 2012. Argentina: Unconventional dawn on the horizon.  
<http://www.woodmacresearch.com/>
- WOODMACKENZIE. 2012. Colombia Country Overview.  
<http://www.woodmacresearch.com/>