

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES, CEARE.

**LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA: UNA VISION
LEGAL Y REGULATORIA DE SU POSIBLE EXPLORACION Y EXPLOTACION
COMERCIAL**

Tesis de Maestría.

William Andrés Pérez Inares.

El presente estudio va dirigido a contribuir al Marco Legal y Regulatorio Colombiano en el tema de Hidrocarburos no Convencionales. Para ello se analizarán todas las diversas particularidades que rodean este interesante tema, desde una perspectiva Interdisciplinaria y de Derecho Comparado tomando como referentes base, la experiencia de Los Estados Unidos de América y La Republica de Argentina.



ÍNDICE.

1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.

2. JUSTIFICACIÓN.

3. OBJETIVOS.

3.1 Objetivo general.

3.2 Objetivos específicos.

4. MARCO TEÓRICO.

4.1 Definiciones.

4.1.1 ¿Qué son los Hidrocarburos no Convencionales?

4.1.2 Tipos de Yacimientos y Recursos:

4.2 Tecnologías de Extracción, Transporte y Procesamiento.

4.2.1 Tecnologías de Extracción de Petróleo no Convencional.

4.2.2 Tecnologías de Extracción de Gas Natural no Convencional.

4.2.2.1 Fracturamiento hidráulico

4.2.3 Tecnologías de Transporte.

4.2.4 Tecnologías de Procesamiento

4.3 ¿Por qué hablar de Hidrocarburos de Reservorios no Convencionales?

4.3.1 ¿Qué son los Hidrocarburos de Reservorios no Convencionales?

4.4 Transporte, Procesamiento y Venta.

4.5 Diferencia entre Recursos y Reservas.

4.6 Impacto en la Economía Local y Nacional.

4.7 Gas Natural

4.8 Marco Regulatorio de Hidrocarburos en Colombia.

4.8.1 Rol de las Empresas Estatales.

4.8.2 Tipo de empresas

4.8.3 Papel de los Marcos Regulatorios y de las Empresas Estatales de Hidrocarburos en Colombia.

4.8 Política Sectorial General.

4.8.5 Constitución Política de Colombia.

4.8.6 Ley Orgánica de Hidrocarburos.

4.8.7 Actividades Reguladas.

5. ANTECEDENTES.

5.1 Antecedentes internacionales.

5.1.1 Petróleo y Gas Natural en el Contexto Mundial.

5.1.1.1 Petróleo

5.1.1.2 Gas Natural.

5.2 El Petróleo y Gas en la Región de América Latina y el Caribe.

5.2.1 Reservas.

5.2.2 Producción.

5.2.3 Importación y exportación.

5.2.4 Demanda.

5.3 Panorama energético y perspectivas de los hidrocarburos no convencionales en el mundo.

5.3.1 Producción.

5.3.2 Hidrocarburos no convencionales en América latina y el Caribe

5.4 Hidrocarburos no convencionales en Colombia.

5.4.1 Contratos y Actividad Exploratoria (Sísmica y Pozos).

5.4.1.1 Convenios E&P (Exploración y Producción).

5.4.1.2 Contratos de Evaluación Técnica – TEAs.

5.4.2 Reservas de Crudo y Gas Natural.

5.4.3 Producción de Crudo y Gas Natural.

5.4.4 Declaración de Producción de Gas Natural.

5.4.5 Panorama de Hidrocarburos no Convencionales y Ronda Colombia 2014.

5.4.6 Adelantos en Materia Normativa.

6. RECURSOS Y RESERVAS.

6.1 Reservas.

6.1.1 Reservas probadas.

6.1.2 Reservas probables y posibles.

6.2 Recursos.

6.2.1 Recursos contingentes.

6.2.2 Recursos prospectivos.

6.2.3 Reservas técnicas y reservas políticas.

6.2.4 Reservas probadas de petróleo convencional.

6.3 Recursos finalmente recuperables de petróleo convencional.

6.4 Recursos de petróleo convencional y no convencional.

7. ASPECTOS TÉCNICO OPERATIVOS RELACIONADOS CON LA EXPLOTACIÓN DE ESOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

7.1 Equipamiento necesario

7.2 Sirve lo convencional existente.

7.3 Requerimientos adicionales: equipos, bombas, motores, compresores etc. Plazos de provisión y disponibilidad.

7.3.1 Perforación multidireccional.

7.3.2 Enormes cantidades de energía de bombeo, agua tratada y arenas de fractura.

7.3.3 Aditivos químicos específicos.

7.3.4 Baterías de pozos múltiples.

7.4 La cuestión del agua para la fracturación.

7.4.1 ¿qué es la fractura hidráulica?

7.4.2 Particularidades sobre la fracturación hidráulica (fracking).

7.4.3 Ventajas y desventajas del fracking con base a la experiencia de estados unidos, análisis comparativo con otras energías y experiencia internacional.

7.5 La cuestión del transporte de la producción e infraestructura: el sistema actual tiene capacidad para el transporte de la producción esperada.

8. ASPECTOS LEGALES Y REGULATORIOS.

8.1 Breve descripción de los distintos sistemas jurídicos que rigen el dominio de los hidrocarburos en los mercados internacionales.

8.1.2 breve descripción de cada uno de los sistemas mencionados:

8.1.2.1 El derecho de dominio por accesión.

8.1.2.2 Principales disposiciones de este sistema.

8.1.2.3 Extensión y resultados de la adopción de este principio legal.

8.1.2.4 Conclusión.

8.1.3 Sistema de dominio estatal originario, soberano o real.

8.1.3.1 Principales disposiciones de este sistema.

8.1.4 Breve referencia a los sistemas denominados mixtos.

8.2 Introducción al caso colombiano

8.2.1 Primeras conclusiones vinculadas a los beneficios que se han generado con el desarrollo de esta industria.

8.2.2 Aspectos Legales que presidieron el desarrollo de la Industria de los Hidrocarburos en Colombia.

8.2.3 Conclusión Final respecto al Sistema de Dominio Predominante en Colombia.

8.2.4 Marco Normativo para la Extracción de Hidrocarburos no convencionales en Colombia.

8.3 Normas de Derecho Internacional Público.

8.3.1 Convención de las naciones unidas sobre el derecho del mar

8.4 Experiencia Estadounidense, Marco Normativo para la Exploración y Explotación de los Hidrocarburos no Convencionales.

8.5 Marco Jurídico para los Hidrocarburos no Convencionales en la Unión Europea

8.5.1 Primer Informe del Parlamento Europeo

8.5.2 Informe de la Comisión Europea.

8.5.3 Segundo informe del parlamento europeo

8.5.4 Tercer informe del parlamento europeo

8.5.5 Lagunas del marco normativo europeo

8.6 Regulación del uso del agua para la Actividad Hidrocarburífera.

8.6.1 Tratamiento del agua de retorno (flowback).

8.6.2 Piletas de Almacenamiento.

8.6.3 Tratamiento para Desarrollos cercanos a centros urbanos, poblaciones, establecimientos industriales o agrícolas.

8.6.4 Auditorías Ambientales.

8.6.5 Regulación en caso de Daño Ambiental.

8.6.6 Comisión Asesora para el Desarrollo Sostenible de la Actividad Hidrocarburífera No Convencional.

9. LAS CUESTIONES AMBIENTALES.

9.1 Calentamiento Global.

9.2 Impacto sobre los Recursos Hidráulicos.

9.2.1 Fluido de Fracturación.

9.2.2 Perforación en Bloque.

9.2.3 Los Químicos en Operaciones de fracturamiento.

9.2.4 Extracción de Agua y Aguas Residuales.

9.2.5 Contaminación de Acuíferos y Pozos de Agua.

9.2.5.1 Agua Producida.

9.2.5.2 Contaminación de Agua Potable.

9.2.6. Sismicidad inducida por la técnica.

9.2.7 Producción de Residuos Tóxicos.

9.2.8 Contaminación atmosférica

9.3 Medidas de Gestión Ambiental y Remediación.

9.4 Análisis de Marco institucional y normativo en Colombia y su aplicación a los yacimientos no convencionales. Es aplicable, para esta situación o es necesario preparar un conjunto normativo especial ad hoc.

9.4.1 Sector de Hidrocarburos en Colombia Marco Institucional.

9.4.1.1 Ministerio de Minas y Energía.

9.4.1.2 Agencia Nacional de Hidrocarburos.

9.4.1.3 Ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo Territorial (MAVDT).

9.4.1.4 La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).

9.4.2 ¿Sirve el Marco Normativo existente para afrontar estos nuevos desafíos Ambientales?

9. LA CUESTIÓN DEL GOVERNMENT TAKE.

9.1 Formulación del sistema de impuestos.

9.2 Instrumentos de Impuestos

9.3 Manejo de las Rentas.

9.3.1 *Desestabilización cíclica.*

9.3.2 *La pérdida de competitividad*

9.4 *La Actividad Petrolera y el Government Take en Colombia*

10. *CONCLUSIONES.*

11. *BIBLIOGRAFÍA.*

ÍNDICE DE GRAFICAS:

Grafica No. 1 Triángulo de potencial de hidrocarburos.

Grafica No. 2 Clasificación de los petróleos de acuerdo a su grado API.

Grafica No. 3 Proceso de recuperación con estimulación cíclica con vapor (CSS).

Grafica No. 4 Explotación de Hidrocarburos.

Grafica No. 5 Hidrocarburos separados en sus fases.

Grafica No. 6 Hidrocarburos no convencionales.

Grafica No. 7 Distribución de las reservas mundiales de petróleo.

Grafica No 8 Distribución geográfica de las cuencas petroleras en el mundo.

Grafica No. 9 Evolución de la producción mundial de petróleo (Mbbbl).

Grafica No. 10 Relación Reservas/Producción de petróleo (años).

Grafica No. 11 Evolución de la capacidad instalada de refinación en el mundo.

Grafica No. 12 Evolución de los precios del petróleo (US\$/bbl).

Grafica No. 13 Evolución de la demanda mundial de petróleo (Mbbbl).

Grafica No. 14 Distribución de las reservas mundiales de gas natural.

Grafica No. 15 Evolución de la producción mundial de gas natural (Gm3).

Grafica No. 16 Relación reservas/producción de gas natural en el mundo (años).

Grafica No. 17 Evolución de los precios internacionales de gas natural (US\$/MBtu).

- Grafica No. 18 Evolución del consumo mundial de gas natural (Gm3).*
- Grafica No. 19 Distribución regional de los hidrocarburos convencionales.*
- Grafica No. 20 Mayores productores regionales de petróleo año 2010.*
- Grafica No. 21 Mayores productores regionales de gas natural año 2010.*
- Grafica No. 22 Exportaciones netas de hidrocarburos convencionales en ALyC.*
- Grafica No. 23 Demanda interna de hidrocarburos convencionales en ALyC.*
- Grafica No. 24 Mapa de los 48 principales yacimientos de shale gasen 32 países.*
- Grafica No. 25 Recursos estimados de shale gas a nivel mundial.*
- Grafica No. 26 Resultados Exploratorios Actividad Sísmica en Colombia 2002/2012.*
- Grafica No. 27 Numero de Pozos Perforados 2002/2012*
- Grafica No. 28 Reservas Petroleras de Colombia.*
- Grafica No. 29 Producción diaria de Petróleo en Colombia.*
- Grafica No. 30 Potencial de Producción de Gas Natural 2013.*
- Grafica No. 31 Sistema de clasificación de Recursos.*
- Grafica No. 32 Desafíos Tecnológicos, Logísticos y Ambientales.*
- Grafica No. 33 Triangulo de Recursos de Gas y Petroleo*
- Grafica No. 34 Perforación Horizontal.*
- Grafica No. 35 Horizontal drilling e hydraulic fracturing.*
- Grafica No. 36 Resource Play.*
- Grafica No. 37 Principales proyectos de ampliación de oleoductos.*
- Grafica No. 38 Las exportaciones en Colombia.*
- Grafica No. 39 Emisiones anuales de dióxido de carbono discriminados según origen.*
- Grafica No. 40 Imagen: Agua contaminada en una instalación de gas en Pennsylvania.*
- Grafica No. 41 Fluido de Fracturación.*

Grafica No. 42 Fracturamiento Hidráulico, posibilidad de contaminación de Acuíferos.

Grafica No. 43 Extracción de Hidrocarburos no Convencionales.

Grafica No. 44 Almacenamiento de Residuos.

Grafica No. 45 Canales de Transmisión de las Rentas Petroleras.

ÍNDICE DE TABLAS:

Tabla No. 1 Reducción de la viscosidad del petróleo crudo con la temperatura.

Tabla No. 2 Volúmenes estimados de Shale Gas en cuencas de América Latina y El Caribe.

Tabla No. 3 Sísmica 2D Equivalente, ejecutada en los Contratos de evaluación Técnica.

Tabla No. 4 Reservas probadas de Petróleo en Colombia.

Tabla No. 5 Reservas probadas de Gas en Colombia.

Tabla No. 6 Volúmenes esperados de hidrocarburos no convencionales en Colombia.

Tabla No. 7 Uso de agua por pozo para perforación y fracturación (En millones de litros).

Tabla No 8 Reducción de la viscosidad del petróleo crudo con temperatura

Tabla No. 9 Masa de Co2 emitida por unidad de energía.

Tabla No. 10 Listado de técnicas tradicionales e innovadoras de Remediación.

Tabla No. 11. Distribución de la renta petrolera en Colombia.

Tabla No. 12 Regalías por explotación de Hidrocarburos.

1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.

El acceso a la energía es un tema clave en cualquier país del mundo. De la disponibilidad de energía depende no sólo la posibilidad de que los ciudadanos puedan transportarse, suplir sus necesidades alimenticias o acondicionar del aire para lograr condiciones de confort. Sin energía tampoco habría industrias que generaran empleo y bienes; no sería posible realizar las labores agropecuarias en gran escala y, desde luego, no habría crecimiento económico.

Años atrás, el panorama energético era muy diferente, al punto que muchos países exportaban petróleo y gas. Pero las cosas fueron cambiando. Al crecimiento demográfico y económico de los últimos años; que se tradujo en una mayor demanda de energía desde la industria pero, también, desde la población general, se agregó el lento pero paulatino agotamiento de los recursos hidrocarbúferos convencionales, un fenómeno natural que se da en todo el planeta, debido a que se trata de un bien finito. Esto puede constituir una limitante para el crecimiento económico, y en varios países como Colombia o Argentina ha aumentado hacia el futuro la dependencia de hidrocarburos importados, dado que aún no existe ni en el corto ni en el mediano plazo, ninguna otra fuente capaz de reemplazarlos.

Frente a este nuevo horizonte, surge la pregunta relacionada a qué fuentes de suministro de energía serán necesarias, para poder dar abasto con la creciente demanda y reducir la dependencia de las importaciones. En dicho sentido, desde ya hace varios años y cada vez con más fuerza se viene hablando de los denominados Recursos Hidrocarbúferos no Convencionales. Que a decir verdad, no hacen alusión a descubrimientos de nuevos reservorios, ya que la existencia de los mismos ha sido previamente conocida por los principales actores de la industria de hidrocarburos desde hace ya varios años.

No obstante la revivificación del tema se debe en gran parte a los avances tecnológicos que optimizaron notablemente las técnicas extractivas, logrando de esta forma disminuir los costos y hacer que recursos que anteriormente no eran explotables lo sean hoy en día.

Teniendo en cuenta que las peculiaridades propias de este tipo de yacimientos generan mayores costos para su explotación, lo cual se deriva en precios más altos, nuevas regulaciones, contratos y pautas, para lograr que los proyectos se tornen viables.

El estudio y la puesta en marcha de proyectos de desarrollo de Shale Oil y Shale Gas exigen pensar de una manera “no convencional, dada la poca antigüedad que existe en la industria mundial. El desarrollo de Shale Gas en forma masiva comenzó en el 2008 y el Shale Oil en 2010 y en Colombia recién se está realizando los primeros trabajos.

El desarrollo de los Hidrocarburos no convencionales, abre un nuevo desafío para la industria de los hidrocarburos en Colombia, existiendo muchas posibilidades de que este

sea uno de los vehículos más significativos para satisfacer las necesidades futuras de energía.

En un contexto de estas características, y viendo esta problemática desde la perspectiva legal, es muy importante la adopción de políticas nacionales proactivas y coordinadas, orientadas a facilitar el desarrollo del petróleo y gas de recursos no convencionales. Teniendo en cuenta:

- Los aspectos regulatorios.
- Los aspectos institucionales
- Política de precios
- Logística e industria nacional.
- Los aspectos económicos y financieros.
- Los aspectos tecnológicos, operativos y recursos humanos nacionales capacitados para enfrentar un desafío de esta envergadura.
- La igualdad de competencia del sector privado con el estatal
- Lo referente a transporte y producción
- Y finalmente el mayor desafío que enfrenta el desarrollo de los no convencionales está relacionado con su potencial impacto ambiental, particularmente en lo referido a la conservación y protección del agua, y al uso de productos químicos.

Los Hidrocarburos no convencionales aparecen como una de las opciones estratégicas para resolver los desbalances de la oferta y la demanda que enfrentan el mercado energético en general. En camino hacia el autoabastecimiento y la disminución de las crecientes importaciones.

2. JUSTIFICACIÓN.

La problemática anteriormente planteada ha generado tantos interrogantes, como halagos y críticas que deben ser evaluadas, teniendo en cuenta todos los intereses en juego de los actores involucrados, bajo un escenario legal razonable y contrario a posiciones extremas. Ya que una evaluación concienzuda debe encontrar un equilibrio entre posiciones entusiastas que no tengan en cuenta inquietudes razonablemente fundadas, y la posición crítica en exceso que termine frustrando la solución viable a problemas energéticos que necesitan de soluciones eficientes.

Con base en lo anterior y teniendo en cuenta que los hidrocarburos no convencionales son una especie nueva dentro de este género de los energéticos fósiles, surge el enfoque de esta tesis, ya que Colombia no cuenta con regulación específica para los hidrocarburos no convencionales, y por todos estas particularidades especiales que les rodean, necesitan

tener un tratamiento regulatorio especial pero bajo el marco de la legislación de hidrocarburos propia de cada país, que a su vez hace parte de la regulación de la minería.

Por ello encuentra justificación realizar un estudio de Derecho comparado analizando el tratamiento dado a los hidrocarburos no convencionales desde el punto de vista jurídico en los países que ha tenido más auge y desarrollo como lo son: Estados Unidos, China y Canadá, por mencionar algunos.

Si bien se requerirá dictar normativa especial para los no convencionales es aconsejable desarrollarla dentro de un marco de:

- Una política energética integral de mediano y largo plazo la cual debe estar desarrollada y controlada por un ente específico el cual es la Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Una eficaz coordinación de políticas de exploración y desarrollo de hidrocarburos tanto convencionales como no convencionales.
- La regulación de la industria del gas y de combustible en conjunto.
- La adecuación y coordinación de aspectos específicos de la regulación ambiental existente.
- Una adecuada complementación de iniciativas de promoción de los hidrocarburos no convencionales a nivel nacional y departamental.

Respecto a la regulación de la actividad como tal de explotación de yacimientos no convencionales, los plazos y condiciones contemplados en las normas legales no son en principio, suficientes para conseguir el punto de equilibrio de la actividad como tal. Por ello es menester que se legisle sobre las mismas y que se prevea dentro del mismo marco jurídico, la incorporación en el campo de derechos para que se realice la actividad convencional y no convencional, los impactos que genera la misma y los procedimientos fiscales respectivos, puesto que ambas requieren condiciones dadas de los problemas que pueden surgir, diferentes y, por consiguiente, distintas condiciones contractuales.

En lo que a la regulación base de la explotación de los no convencionales se refiere, vemos que la normativa aun es incipiente y va evolucionando sobre la marcha, por lo que algunos aspectos fundamentales aun no se definen. No está teniendo en cuenta las particularidades del fracking, ni refleja realmente, en varios casos, las verdaderas necesidades actuales del sector minero.

Los hidrocarburos no convencionales, requieren de una nueva manera de explotación dentro del grupo de energías fósiles y como tal se debe establecer una distinción legal entre, lo que son recursos convencionales y los no convencionales, ya que hoy por hoy carece de relevancia jurídica, debido a que no hay requisitos diversificados para distinguir ambas categorías, ni títulos mineros diferentes en función de la técnica de extracción, sea de manera convencional o no. Todo ello hace que sea muy difícil realizar un proceso de identificación de las operaciones mineras que involucran el uso de la fractura hidráulica para la extracción del recurso. Así mismo necesitan de un tratamiento regulatorio especial, claro está bajo el marco de la legislación de hidrocarburos que a su vez forma parte de la regulación minera.

Sintetizando la idea y teniendo en cuenta la gran importancia que significa el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales para la actividad energética en Colombia, es necesario empezar a trabajar en todo lo expuesto anteriormente para emprender un accionar inmediato, debido a lo que significa para el país contar en el menor plazo posible con abundantes volúmenes adicionales de combustible y gas natural que fomenten el crecimiento económico y frenen la baja presupuestaria proveniente de la importación de combustibles a precios más elevados.

3. OBJETIVOS

3.1. Objetivo General:

Definir el estado del arte actual del Marco regulatorio de los Hidrocarburos no convencionales en Colombia, Estados Unidos y Argentina. Teniendo en cuenta las particularidades de cada caso y la forma en la que han venido evolucionando con base a la experiencia de cada país. Y Con base a ello contribuir con un aporte a la Normativa Colombiana en materia de Hidrocarburos.

3.2. Objetivos Específicos:

- A.** Determinar las necesidades que debe cumplir el marco legal Colombiano en materia de hidrocarburos en el contexto actual.
- B.** Recomendar en lo referente a los Aspectos Institucionales. Políticas nacionales y departamentales proactivas y coordinadas para facilitar el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales.
- C.** Analizar el tema del Government Take. Porque teniendo en cuenta las particularidades propias de este tipo de explotación no se le puede dar el mismo tratamiento respecto al tema de regalías, que a la explotación convencional.

- D. Desarrollar toda la regulación acorde al potencial impacto ambiental y los posibles riesgos ambientales que puede generar la exploración y explotación de yacimientos no convencionales.
- E. Identificar criterios básicos, para el manejo del agua utilizada en la exploración y explotación de reservorios no convencionales, a fin de asegurar que estas operaciones se realicen de manera eficiente, segura, protegiendo la salud humana y el ambiente.

4. MARCO TEÓRICO.

4.1 Definiciones.

4.1.1. ¿Qué son los hidrocarburos no convencionales?

Los hidrocarburos no convencionales son petróleo y gas natural que pese a que se encuentran en grandes cantidades en la naturaleza, debido a su localización, tipo de yacimiento y características físicas, no pueden ser explotados económicamente con las tecnologías de extracción tradicionales, sino que necesitan de procedimientos especiales para su recuperación.

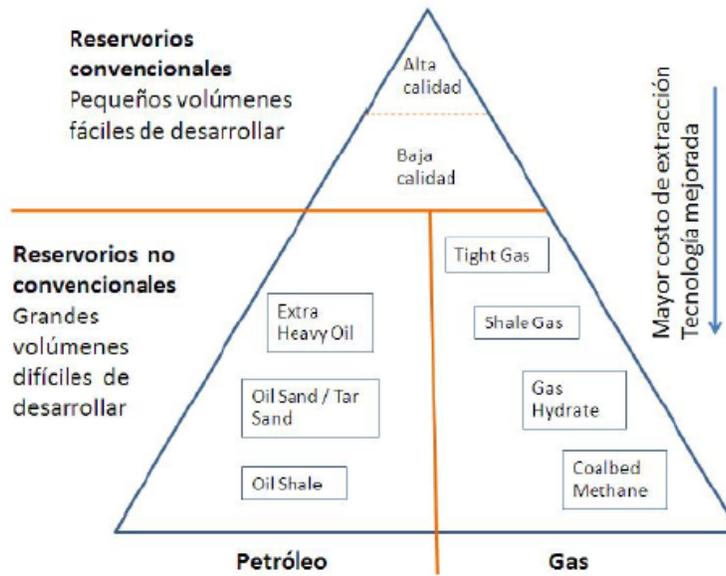
4.1.2. Tipos de yacimientos y recursos:

Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales son reservorios de gas natural de muy baja permeabilidad o formaciones sedimentarias que contienen petróleo de muy alta viscosidad, lo que dificulta su fluencia hacia los pozos.¹

¹ García Fabio, Garcés Pablo. (2012) Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales. OLADE Organización Latinoamericana de Energía, 1a ed. Recuperado desde:

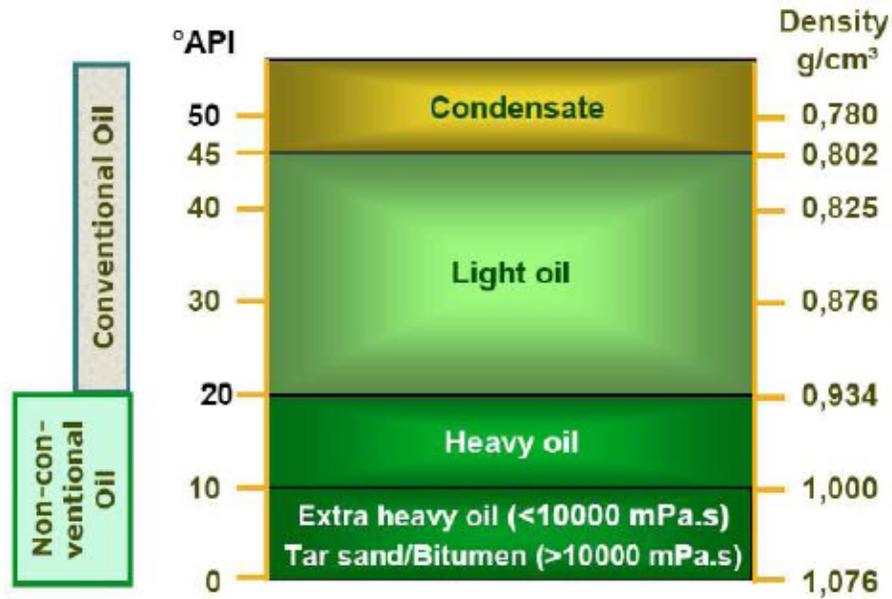
<http://www.olade.org/sites/default/files/publicaciones/Documento%20Tecnico%20nueva%20portada.pdf>

Grafica No. 1 Triángulo de potencial de hidrocarburos.



Fuente: García Fabio, Garcés Pablo. Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales, 2012.

Grafica No. 2 Clasificación de los petróleos de acuerdo a su grado API.



Fuente: Lucio Carillo, Esquistos Bituminosos, 201.1

4.2. Tecnologías de extracción, transporte y procesamiento

Los tres principales obstáculos que se deben salvar para la explotación y aprovechamiento de los hidrocarburos no convencionales, son primero la extracción de los yacimientos en volúmenes que resulten económicamente rentables, segundo el transporte y tercero el procesamiento para obtener productos comerciales.

4.2.1. Tecnologías de extracción de petróleo no convencional.

De acuerdo al tipo de petróleo no convencional y las características específicas de los yacimientos, se pueden mencionar las siguientes tecnologías de extracción:

a) Métodos de extracción en frío:

Aplica para yacimientos que se encuentran a altas temperaturas y crudos extra-pesados de relativamente menor viscosidad, consiste en inyectar desde la cabeza de un pozo vertical un diluyente que reduzca la viscosidad del crudo para que pueda ser impulsado hacia la superficie mediante bombeo. También se puede complementar la recuperación mediante pozos horizontales y multilaterales que aumenten la permeabilidad del reservorio. Los diluyentes pueden ser crudos más livianos o derivados del petróleo como el diesel *oil (gas oil)*. Se prefieren diluyentes de carácter aromático ya que debilitan los enlaces intermoleculares y bajan la viscosidad del crudo. Con estos métodos se pueden alcanzar factores de recuperación de entre el 10% y 20%.²

b) Métodos de extracción en caliente:

Consisten en elevar la temperatura del crudo en el reservorio, de manera de bajar su viscosidad. Esto se puede lograr con la inyección de vapor de agua ya sea a través del mismo pozo de producción o a través de pozos secundarios horizontales. Se pueden alcanzar factores de recuperación entre el 30% y 70% dependiendo de las condiciones del yacimiento y del crudo. El costo de producción con estos métodos es relativamente más alto, debido a que involucra el costo del combustible para la generación del vapor. Se aplica en la recuperación de crudos extra-pesados de mayor viscosidad y de bitumen natural (*oil sands/ tar sands*). Las tecnologías en caliente más utilizadas son la

² López Anadón, E. (2013) El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. IAPG Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 1a ed. Recuperado desde: http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-de-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales

“Estimulación cíclica con vapor (*Cyclic Steam Stimulation – CSS*)” y el “Drenaje gravitacional asistido con vapor (*Steam-Assisted Gravity Drainage – SAGD*)”³

c) Estimulación cíclica con vapor:

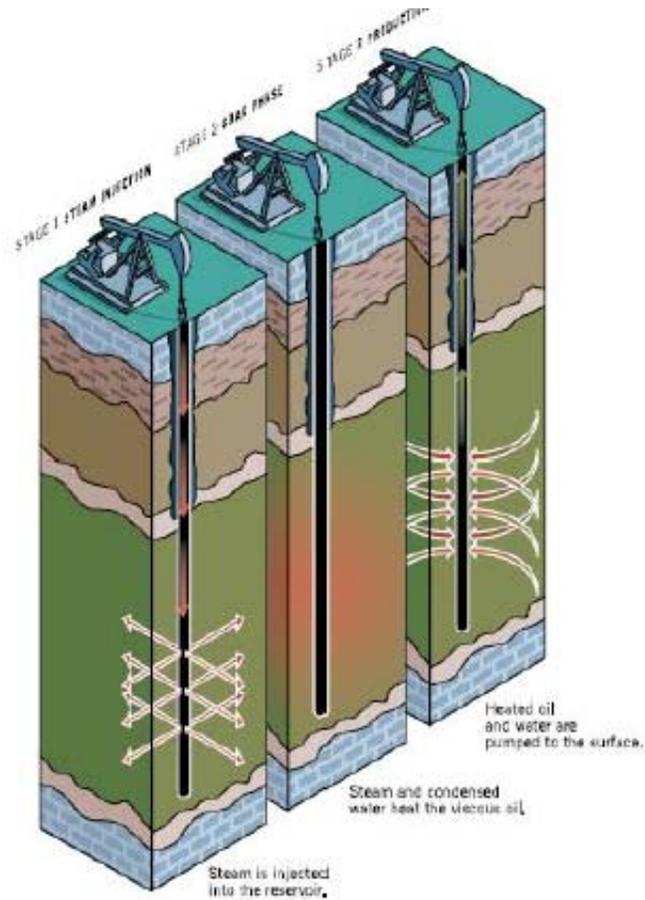
Es utilizado en la recuperación de bitumen natural en Canadá. Consiste en inyectar vapor a alta presión en las arenas bituminosas por varias semanas, de manera que el calor ablande el bitumen y el agua lo separe de las arenas de formación. La alta presión contribuye a formar fisuras y grietas por donde puede fluir el bitumen hacia el pozo. En una segunda fase cuando la porción del depósito está completamente saturada de bitumen, la inyección de vapor cesa y el bitumen continúa siendo calentado por el vapor en condensación. Luego viene la etapa de producción. Cuando la tasa de recuperación desciende, se regresa a la etapa de inyección de vapor.⁴

³ García Fabio, Garcés Pablo. (2012) Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales. OLADE Organización Latinoamericana de Energía, 1a ed. Recuperado desde:

<http://www.olade.org/sites/default/files/publicaciones/Documento%20Tecnico%20nueva%20portada.pdf>

⁴ García Fabio, Garcés Pablo. (2012) Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales. OLADE Organización Latinoamericana de Energía, 1a ed. Recuperado desde: <http://www.olade.org/es/publicaciones/panorama-general-de-los-hidrocarburos-no-convencionales>

Grafica No. 3 Proceso de recuperación con estimulación cíclica con vapor (CSS).

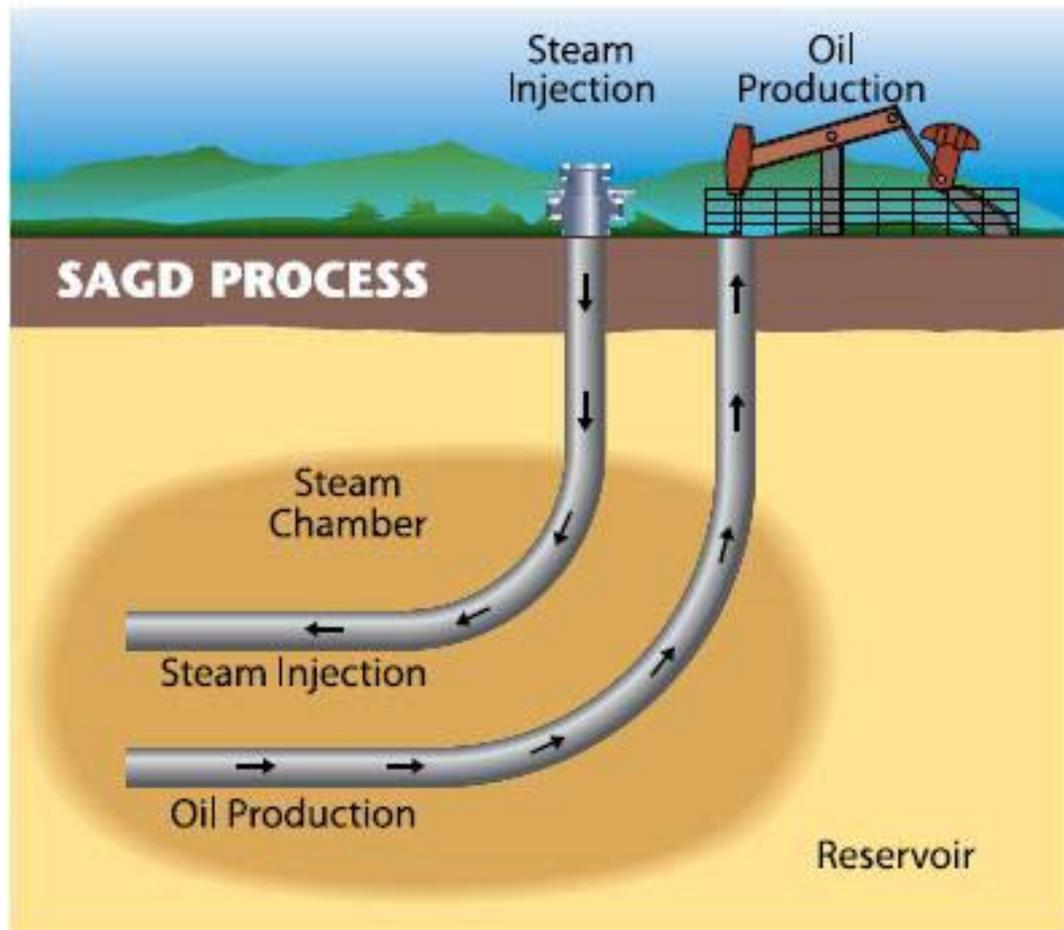


Fuente: *Canadian Centre For Energy Information*, 2007.

d) Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor

En este método se perforan pares de pozos horizontales uno por encima del otro. Por el pozo superior, se inyecta vapor a alta presión para que caliente el bitumen y aumente la permeabilidad del reservorio. El bitumen pierde viscosidad a causa de la alta temperatura, se separa de la arena de formación y fluye hacia el pozo horizontal inferior impulsado por la gravedad y la presión del vapor, a través del cual es recuperado en la superficie.

Grafica No. 4 Proceso de recuperación con drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD).



Fuente: *Canadian Centre For Energy Information*, 2007.

4.2.2 Tecnologías de extracción de gas natural no convencional

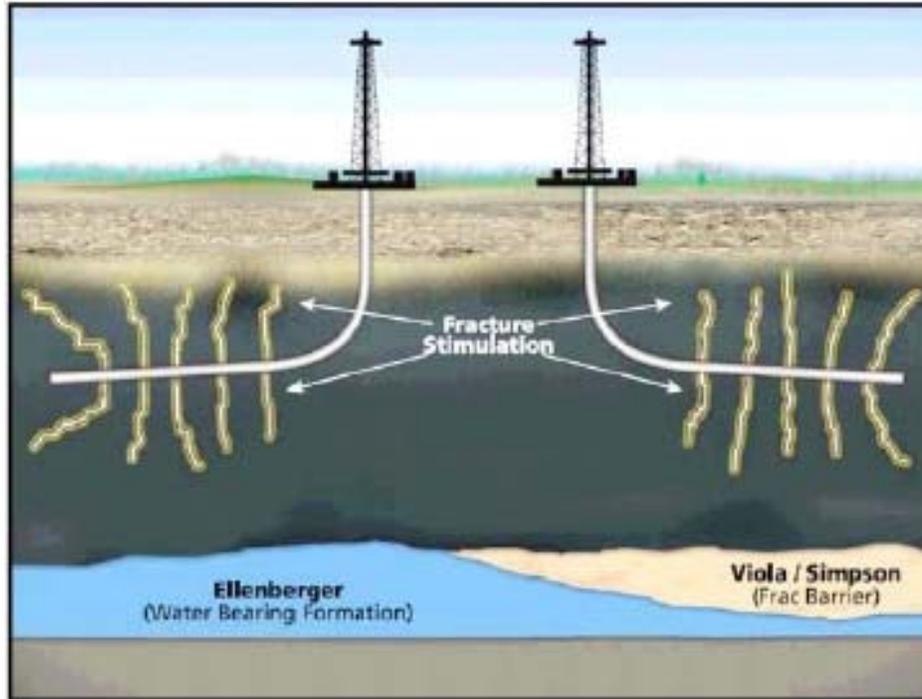
A diferencia de los petróleos no convencionales donde el principal problema es la viscosidad, en el caso de los gases no convencionales, el principal obstáculo para su recuperación es la baja permeabilidad de los reservorios que impide que el gas fluya hacia los pozos a tasas económicamente aceptables. En este caso los métodos de recuperación más utilizados son los siguientes:

4.2.2.1 Fracturamiento hidráulico:

Consiste en inyectar un fluido a alta presión directamente hacia la roca que contiene el gas, con el fin de fracturarla o romperla de manera que el hidrocarburo pueda fluir hacia la boca del pozo. El fluido llamado “fluido de fracturamiento” está constituido por agua

mezclada con químicos especiales, que le dan las propiedades adecuadas para el trabajo en las condiciones del yacimiento.⁵

Grafica No. 5 Proceso de Fracturamiento Hidráulico.



Fuente: Halliburton, *Advances in unconventional gas solutions to meet growing gas demand worldwide*, 2007.

El fracturamiento tiene como objetivo principal aumentar la conductividad del gas hacia el pozo de producción y se puede complementar la operación de recuperación mediante pozos auxiliares horizontales. Esta técnica se emplea principalmente para la extracción del gas de lutitas o esquisto (*gas shale*), aunque también suele usarse en la recuperación mejorada de petróleo.

a) Recuperación del gas de carbón mineral o gas grisú (*Coalbed methane*):

Por muchos años el gas grisú ha sido el responsable de graves explosiones en las minas de carbón mineral de socavón en todo el mundo causando muchas muertes, por la facilidad

⁵ García Fabio, Garcés Pablo, (2012) Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales. OLADE Organización Latinoamericana de Energía, 1a ed. Recuperado desde: <http://www.olade.org/es/publicaciones/panorama-general-de-los-hidrocarburos-no-convencionales>

como escapa de la roca. En muchos países productores de carbón mineral donde no existe aprovechamiento para este gas, se lo extrae de las minas mediante sistemas de ventilación y es liberado a la atmósfera, causando un alto impacto ambiental. Cerca del 95% del metano se encuentra en adsorción en la superficie interna del carbón mineral, cuando se produce en la mina una declinación de la presión sobre las capas del mineral, el metano se regasifica y se mezcla con el aire de la atmósfera, luego puede ser separado mediante trampas de gases.⁶

4.2.3. Tecnologías de transporte

Al igual que en el proceso de recuperación del petróleo no convencional, el principal obstáculo para su transporte es la alta viscosidad. Las técnicas más usuales para aliviar el crudo no convencional y facilitar su transporte son las siguientes:

a) **Upgrading in-situ:** consiste en procesar el crudo dentro del yacimiento y obtener un derivado liviano que pueda ser transportado fácilmente. Para este objetivo se aplica generalmente un cracking térmico y el producto obtenido puede ser usado directamente como combustible para generación de vapor y electricidad.

b) **Uso de diluyentes:** se aplica el mismo principio que para la recuperación del petróleo no convencional, usando diluyentes para disminuir la viscosidad del crudo y facilitar su transporte.

c) **Transporte por emulsión:** consiste en realizar una inversión de fases del petróleo en agua, mediante la adición de surfactantes generalmente no iónicos en una proporción de 1000 a 2000 ppm, que reducen la tensión superficial del crudo y producen una emulsión de baja viscosidad. Cuando el petróleo tiene ácidos orgánicos, basta agregar sustancias cáusticas como el hidróxido de sodio (NaOH) o el hidróxido de potasio (KOH) para formar emulsionantes naturales que favorezcan la emulsión del petróleo en agua.

d) **Empleo de temperatura:** el incremento de la temperatura para disminuir la viscosidad del crudo es la técnica más antigua y comúnmente utilizada para el manejo de crudos pesados y extra-pesados.

Esta técnica es fundamentalmente efectiva en crudos parafinosos donde, como se puede observar en la tabla No. 1, se produce una caída brusca de la viscosidad al pasar de los 25 a los 30 °C, debido a la disolución de la estructura cristalina. A partir de los 30 °C la

⁶ García Fabio, Garcés Pablo, (2012) Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales. OLADE Organización Latinoamericana de Energía, 1a ed. Recuperado desde: <http://www.olade.org/es/publicaciones/panorama-general-de-los-hidrocarburos-no-convencionales>

variación de viscosidad es mucho más discreta. En los crudos pesados y extra-pesados asfálticos la temperatura ocasiona un cambio permanente en la viscosidad reduciéndose a la mitad cada 10 °C.

Como se mencionó ya el principal medio para calentar el crudo es el vapor de agua; sin embargo, en pozos de poca profundidad también se suele utilizar calefactores eléctricos para este objetivo.⁷

Tabla No. 1 Reducción de la viscosidad del petróleo crudo con la temperatura.

Temperatura (°C)	Crudo parafinoso (cP)	Crudo asfáltico (cP)
25	100	8800
30	28	5500
40	25	2500
50	21	1250
60	19	720
70	17	500
80	15	350

Fuente: OLADE.

e) Oleoducto lubricado (flujo bifásico): consiste en inyectar una fina capa de agua en forma anular al petróleo durante sus paso por el oleoducto, de esta forma el agua sirve de lubricante para el crudo produciéndose un flujo de régimen anular, lo cual disminuye considerablemente el gradiente de presión longitudinal en el ducto, reduciéndose también de manera muy importante la potencia de bombeo necesaria para hacer circular el crudo.

4.2.4. Tecnologías de procesamiento:

Una vez superadas las dificultades de extracción y transporte de los crudos no convencionales, se presenta un nuevo desafío en la etapa de procesamiento que consiste en obtener productos comerciales a partir de estos recursos. Los crudos pesados y extra-

⁷ García Fabio, Garcés Pablo, (2012) Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales. OLADE Organización Latinoamericana de Energía, 1a ed. Recuperado desde: <http://www.olade.org/es/publicaciones/panorama-general-de-los-hidrocarburos-no-convencionales>

pesados no pueden ser refinados con procesos tradicionales, sino que existe la necesidad de incorporar procedimientos especiales que permitan reducir las cantidades de azufre, metales y asfaltenos.

Los tratamientos especiales a los crudos no convencionales tienen además el objetivo específico de reducir la relación carbono / hidrógeno en la estructura molecular, lo cual se logra con craqueo térmico a baja presión y alta temperatura. Los procesos de refinación pueden clasificarse de la siguiente manera⁸:

a) Proceso de conversión: disminuyen la relación carbono / hidrógeno mediante hidrogenación.

b) Procesos de concentración: consiste en separar las fracciones más pesadas de las livianas mediante la emulsión inversa y sedimentación de asfalto y metales. Luego se extrae el solvente y los sedimentos, obteniendo un petróleo más liviano.

Los crudos con bajo contenido de metales (menos de 20 ppm) pueden procesarse directamente, aunque por lo general se los mezcla con diesel (*gas oil*) en una unidad de craqueo catalítico.

c) Procesos de hidrocraqueo o craqueo retardado han dado muy buenos resultados en países productores de crudos pesados y extra-pesados como procedimiento previo a la refinación convencional.

d) Oil Shale Retorting: consiste en la destilación destructiva anaeróbica del *oilshale* (pirolisis) a temperaturas cercanas a los 500 °C. Este procedimiento fracciona las moléculas del kerógeno produciendo petróleo y fracciona las moléculas del petróleo generando productos de menor peso molecular.

Siendo que el petróleo obtenido del kerógeno se considera un crudo sintético, los productos obtenidos de éste también se los considera sintéticos y al tener un alto punto de ebullición favorece la producción de destilados medios como el diesel y el *Jet Fuel*.

⁸ García Fabio, Garcés Pablo. (2012) Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales. OLADE Organización Latinoamericana de Energía, 1a ed. Recuperado desde:

<http://expertosenred.olade.org/hidrocarburos/documentos/panorama-general-de-los-hidrocarburos-no-convencionales>

4.3. ¿Por qué hablar de hidrocarburos de reservorios no convencionales?

El acceso a la energía es un tema clave en cualquier país del mundo. De la disponibilidad de energía depende no sólo la posibilidad de que los ciudadanos puedan transportarse, suplir sus necesidades alimenticias o acondicionar del aire para lograr condiciones de confort. Sin energía tampoco habría industrias que generaran empleo y bienes; no sería posible realizar las labores agropecuarias en gran escala y, desde luego, no habría crecimiento económico.

Años atrás, el panorama energético del país era muy diferente, al punto que muchos países exportaban petróleo y gas. Pero las cosas fueron cambiando. Al crecimiento demográfico y económico de los últimos años; que se tradujo en una mayor demanda de energía desde la industria pero, también, desde la población general, se agregó el lento pero paulatino agotamiento de los recursos hidrocarbúferos convencionales, un fenómeno natural que se da en todo el planeta, debido a que se trata de un bien finito. Esto puede constituir una limitante para el crecimiento económico, y en varios países como Colombia o Argentina ha aumentado hacia el futuro la dependencia de hidrocarburos importados, dado que aún no existe ni en el corto ni en el mediano plazo, ninguna otra fuente capaz de reemplazarlos.

Estos hidrocarburos de reservorios “no convencionales” además de gas, también hay que hablar de petróleo, son los mismos que se vienen explotando desde hace un siglo, a partir de los llamados yacimientos “convencionales”. Sólo cambia el tipo de roca en la que se encuentran, lo cual implica algunas diferencias respecto de las técnicas tradicionales de extracción. Se requiere de una tecnología más compleja y altamente mejorada respecto de la tradicional, y de mayores inversiones iniciales.⁹

En Colombia y Argentina así como en otros países de América del Sur, la extracción de hidrocarburos de reservorios no convencionales puede resultar algo novedosa para una parte importante de la comunidad. Pero no lo es del todo. De hecho, como dato histórico, durante la prehistoria de los hidrocarburos en la Argentina, a finales del siglo XIX, en Mendoza se comenzaron a explotar “asfalto y petróleo en pizarra bituminosa”, que hoy se consideran no convencionales, aunque con otra tecnología y a pequeña escala. Aún así, las técnicas que se utilizan hoy; muy perfeccionadas y en constante búsqueda de mayor eficiencia, fueron desarrolladas hace más de medio siglo. En los Estados Unidos, por ejemplo, este tipo de recursos se viene explotando masivamente desde algo más de un

⁹ López Anadón, E. (2013) El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. *IAPG Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 1a ed.* Recuperado desde, http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-de-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales

lustro, con muy buenos resultados. Y métodos de estimulación, como la inyección de agua y arena a alta presión, se han utilizado desde hace décadas, aunque en escalas menores.

Es, justamente, la posibilidad de explotar los recursos no convencionales, en forma intensiva, lo que está poniendo el tema en boca de todos. Nuestros recursos no convencionales representan una oportunidad. Sólo con su aprovechamiento eficiente y responsable podremos convertirlos en riqueza para todos.¹⁰

4.3.1. ¿Qué son los hidrocarburos de reservorios no convencionales?

Con frecuencia, las personas imaginan que los hidrocarburos se formaron a partir de los restos de los grandes saurios, que habitaron el planeta hace millones de años. Y que hoy se encuentran almacenados en grandes bolsones o cavernas, bajo la tierra. La idea es equivocada, pero hay que reconocer que encierra algunas pistas sobre lo que realmente ocurrió. En efecto, la teoría universalmente aceptada es que los hidrocarburos se formaron a partir de restos de seres vivos. Pero no necesariamente dinosaurios.

Esta teoría, conocida como “orgánica”, considera que el petróleo y el gas se generaron en ambientes marinos o lacustres, a partir de material orgánico proveniente de microorganismos, fundamentalmente plancton, cuya abundancia en los océanos superaba entonces y supera hoy, por mucho, a todas las otras formas de vida.

A medida que los microorganismos morían, se acumulaban en el lecho de estuarios, mares y lagos, mezclados con otros materiales; una capa sobre otra, en un proceso de miles a millones de años. Los que estaban abajo se iban hundiendo por el peso de nuevos sedimentos acumulados sobre ellos. Estos restos orgánicos, entonces, quedaron sometidos a condiciones de elevada presión y temperatura, en un ambiente de ausencia de oxígeno, en una especie de formidable “cocina geológica”.¹¹

Millones de años de grandes presiones y temperaturas empezaron a producir cambios en la materia orgánica. Aquellos innumerables microorganismos que alguna vez habían habitado las aguas se convirtieron primero en un material parafinoso, conocido como “querógeno” que aún es posible encontrar en algunas formaciones, para luego transformarse en

¹⁰ López Anadón, E. (2013) El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. *IAPG Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 1a ed.* Recuperado desde, http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-de-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales

¹¹ López Anadón, E. (2013) El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. *IAPG Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 1a ed.* Recuperado desde, http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-de-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales

compuestos líquidos y gaseosos: gas y petróleo. A este proceso se lo conoce como “catagénesis”. La roca en la que se produjo este proceso de sedimentación y transformación se conoce como “roca generadora”, Está compuesta, en su mayor parte, por arcillas con un pequeño contenido de arenas y material carbonático. Dependiendo de su composición, es habitual denominarla con el término extranjero “shale”, incluso en textos escritos en español. También, como “lutita” o “esquisto”. Términos como “gas de esquisto” o “shale gas”, refieren al gas contenido en este tipo de rocas.

Una de las características principales de esta roca generadora es su relativamente baja porosidad y escasa permeabilidad (semejante, para dar una idea, a la del asfalto de la ruta). Es decir que, en la roca generadora, el petróleo y el gas se encuentran encerrados u ocluidos en millones de poros microscópicos, sin contacto entre ellos. Por este motivo, los hidrocarburos no pueden desplazarse por el interior de la formación ni escaparse de ella.

Pero, se sabe, la corteza terrestre se mueve. Y esos movimientos, sumados al propio proceso de generación de los hidrocarburos, en algunos casos, fueron rompiendo la roca madre y generando innumerables fisuras. A través de estas pequeñísimas fisuras, parte de los hidrocarburos pudieron escapar de la roca generadora. Las fisuras, entonces, se convirtieron en verdaderos caminos por los cuales parte del petróleo y del gas contenidos en la roca generadora pudieron liberarse de ella y comenzar a migrar hacia otras formaciones, más porosas y permeables. Formaciones a través de las cuales el petróleo y el gas podían moverse con mayor facilidad.

Los hidrocarburos que lograron escapar de la roca generadora lo hicieron generalmente hacia la superficie (el lento movimiento ascendente de estos fluidos se conoce como “migración”). A lo largo de millones de años, la migración llevó a los hidrocarburos a atravesar gran diversidad de rocas, normalmente acompañados por agua presente en distintas formaciones. Pero durante la migración, muchas veces, los hidrocarburos se encontraron en su camino con alguna estructura impermeable; un “techo”, que les impidió continuar con su desplazamiento. A estas estructuras las llamamos “trampas”.¹²

Una vez retenidos por las trampas, los fluidos viajeros se ubicaron según su densidad. Por eso, allí, bajo la tierra, dentro de microscópicos poros, y atrapados por la roca sello, en la parte superior se ubica un casquete formado por gas, en equilibrio con el petróleo líquido en el centro, y acompañado por agua, que se acumula en la parte inferior. La acumulación

¹² López Anadón, E. (2013) El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. *IAPG Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 1a ed.* P 4, 5. Recuperado desde, http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-de-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales

de gas y petróleo atrapados dentro de los minúsculos poros de estas formaciones permeables constituye un depósito de hidrocarburos; un “yacimiento”.

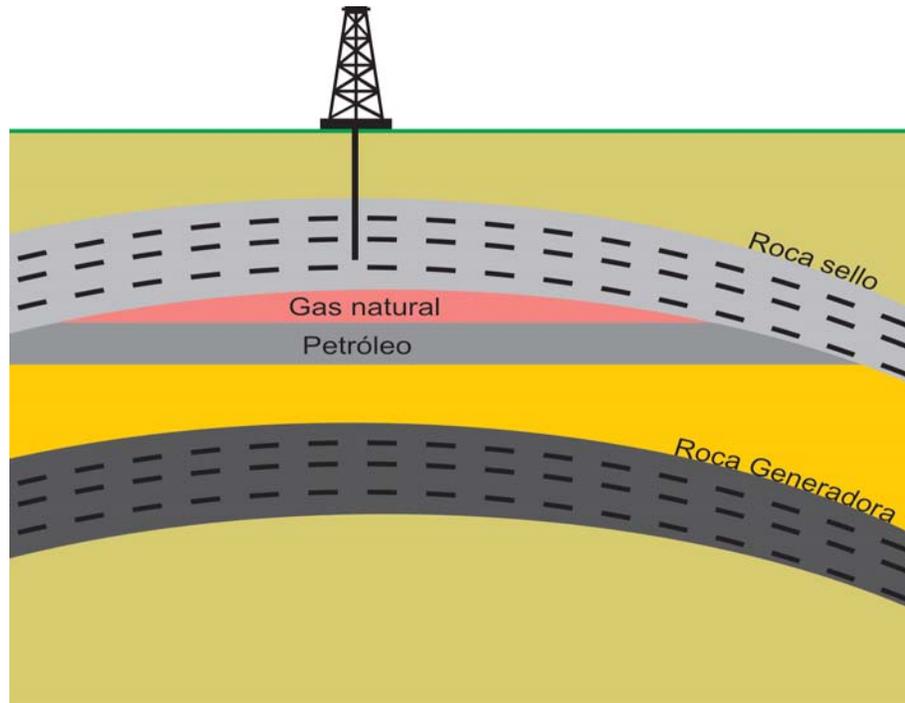
Ahora sí, podemos imaginar esos fluidos acumulados no en una gran bolsa o caverna subterránea, sino en poros tan pequeños que, a simple vista, no se pueden distinguir. Como si los fluidos ocuparan los poros extremadamente diminutos de una esponja. Estos poros están conectados entre sí y por eso los hidrocarburos pueden desplazarse por el interior de la roca. Durante décadas, los exploradores dirigieron sus trabajos hacia estas trampas para determinar si había hidrocarburos acumulados, y si estos eran explotables. Es lo que se denomina “explotación convencional”. Y, por experiencia, generalmente sólo en una de cada diez trampas identificadas se hallaron gas y petróleo.

Sin embargo, no todos los hidrocarburos pudieron abandonar la roca generadora y migrar hasta llegar a las trampas para formar parte de yacimientos. Gran parte del gas y del petróleo quedó allí, en la roca que los generó, sin migrar jamás, algo que se conoce desde hace muchos años. De hecho, siempre se supo que las rocas generadoras contenían gran cantidad de hidrocarburos. El problema era que no existía una tecnología adecuada para extraerlos en forma económica y sustentable.

También se conocían otras estructuras de baja permeabilidad y porosidad –aunque no tan bajas como las de las rocas generadoras que contenían hidrocarburos, cuya extracción resultaba igualmente inviable: las llamadas “arenas compactas” (en inglés, tight sands). Son acumulaciones, tanto las rocas generadoras como las arenas compactas, que no están restringidas geográficamente a una “trampa”, sino que son mucho más extensas y se las denomina “acumulaciones continuas”.¹³

¹³ López Anadón, E. (2013) El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. *IAPG Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 1a ed.* P 4, 5. Recuperado desde, http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-de-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales

Grafica No. 6 Explotación de Hidrocarburos.



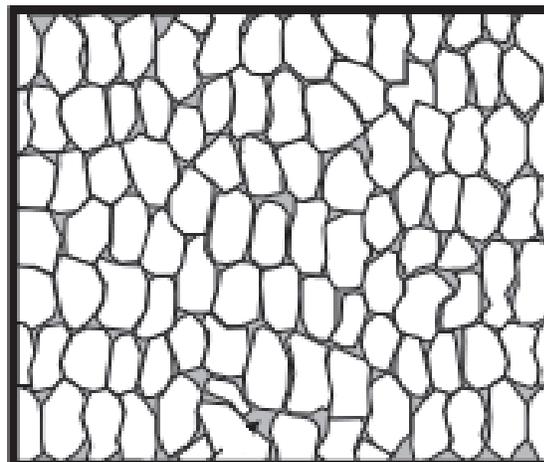
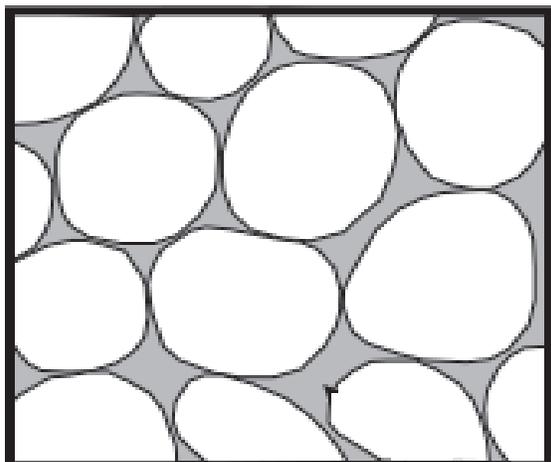
Fuente: IAPG Instituto Argentino del Petroleo y Gas.

Entonces, hace algunos años, en los Estados Unidos se empezó a buscar la manera de explotar los hidrocarburos de esas arenas compactas. ¿Cómo sacarlos de allí? La idea más sensata fue emular a la naturaleza y generar fisuras; es decir, caminos, para que el gas y el petróleo pudieran escapar. En definitiva, mejorar la permeabilidad de manera artificial para permitir que fluyan el gas y el petróleo. Para generar esas fisuras se decidió utilizar un fluido a gran presión. Se aplicó un proceso de inyección de agua para abrir pequeñas fisuras, y arena como soporte para evitar que volvieran a cerrarse. Y funcionó. Las arenas compactas liberaban los hidrocarburos por las fisuras creadas artificialmente.

¿Funcionaría el mismo método aplicado a la roca generadora, aún más impermeable? La respuesta fue sí. También la roca generadora liberaba su generosa carga de gas y petróleo, si se la fisuraba artificialmente. A este método para crear permeabilidad artificial lo llamamos “estimulación hidráulica”, aunque es habitual encontrar información en donde se lo denomina “fractura hidráulica”, “fracking” o “hidrofractura”.¹⁴

¹⁴ López Anadón, E. (2013) El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. *IAPG Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 1a ed.* P 4, 5. Recuperado desde: http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-de-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales

Grafica No. 7 Hidrocarburos separados en sus fases.



Fuente:

IAPG Instituto argentino del Petróleo y Gas.

Roca porosa permeable

Roca de baja porosidad y baja permeabilidad.

Anteriormente mencionamos que desde hace más de un siglo la actividad de las empresas de exploración y producción de petróleo y gas se concentró en explorar y desarrollar los reservorios “convencionales”. Así que, por contraste, a los reservorios de arenas compactas y a los ubicados en rocas generadoras, entre otros, se los llamó “no convencionales”. Es importante aclararlo, porque suele dar lugar a confusiones: los hidrocarburos convencionales y los no convencionales son iguales. Son exactamente el mismo gas y el mismo petróleo. Lo que cambia es el tipo de reservorio en el que se encuentran y, por lo tanto, algunas técnicas de extracción.¹⁵

Las formaciones convencionales, en ocasiones, pueden requerir estimulación hidráulica. Pero en el caso de los hidrocarburos no convencionales presentes en las rocas generadoras, siempre es necesario crear la permeabilidad para obtener los recursos, ya sean gas o petróleo; en general, a una escala mayor que la utilizada en la estimulación hidráulica de convencionales.

La diferencia entre convencionales y no convencionales está también en el comportamiento de la producción que proviene del pozo, en la cantidad de pozos necesarios y, como se dijo, en las magnitudes de la inyección de fluidos necesaria. Todo esto determina que las operaciones no convencionales requieran mayores inversiones

¹⁵ López Anadón, E. (2013) El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. IAPG Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 1a ed. P 4, 5. Recuperado desde: http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-de-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales

iniciales que las convencionales. El desarrollo de estos reservorios abre nuevos desafíos a geólogos, geofísicos, ingenieros y legisladores. No todas las rocas generadoras tienen petróleo y gas en cantidades iguales ni todas responden de la misma manera a las estimulaciones. Incluso, es posible encontrar diferencias dentro de una misma roca generadora. La heterogeneidad de estas formaciones, los grandes montos de inversión inicial requeridos y los mayores costos operativos, aumentan considerablemente el desafío.

En los últimos años, a medida que la producción de hidrocarburos de reservorios no convencionales se fue intensificando especialmente en los Estados Unidos, comenzaron a surgir rumores sobre posibles impactos ambientales negativos. La preocupación se centra en el uso de cantidades importantes de agua para la estimulación hidráulica y en la eventual contaminación debido a sustancias químicas que se incorporan en el agua para hacer más eficiente la estimulación del yacimiento. También suelen plantearse dudas sobre la disposición final del agua (¿qué se hace con ella al final del proceso?), y la posibilidad de que puedan ser contaminados los acuíferos superficiales de agua dulce.¹⁶

Grafica No 8. Hidrocarburos no convencionales.



Fuente: Instituto argentino del Petróleo y Gas.

¹⁶ López Anadón, E. (2013) El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. *IAPG Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 1a ed.* P 6. Recuperado desde: http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-de-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales

4.4. Transporte, procesamiento y venta.

Cuando el pozo ya está en producción, el gas y el petróleo son tratados. De esta manera, se los vuelve aptos para su comercialización y posterior consumo. El gas que se extrae del pozo se procesa para eliminar el agua y, dependiendo de su composición (riqueza), también se separan sus componentes más pesados (en general, las gasolinas y, dependiendo de la riqueza, el gas líquido de petróleo (GLP)). El resultado es, principalmente, gas metano. Todos los hidrocarburos líquidos que se separan del gas se venden como materia prima a plantas petroquímicas y refinerías. En el caso del propano y del butano, se comercializan con fines domésticos como la calefacción o la cocina, y también son requeridos por la industria petroquímica.

4.5. Diferencia entre recursos y reservas.

La distinción más importante en el campo de las fuentes fósiles es la que existe entre recursos y reservas. Los recursos del petróleo son todas aquellas regiones subterráneas, a veces a considerable profundidad, que debido a sus características geológicas inferidas contienen algún tipo de petróleo. Estos yacimientos no están necesariamente accesibles a una explotación; mucho menos todavía se puede concluir que este petróleo puede extraerse de una forma económica y que la energía invertida en la extracción no rebasa la energía recuperable. Las reservas, a diferencia de los recursos, son aquellos petrolíferos donde una extracción económica con la tecnología disponible parece factible, aunque los criterios de diferentes analistas, compañías y gobiernos pueden variar considerablemente. El tamaño de las reservas, por definición, es más pequeño que el de los recursos, y a menudo esta diferencia es dramática.

4.6. Impacto en la economía local y nacional.

Si bien el equipo de perforación puede ser el símbolo más comúnmente asociado con el desarrollo del petróleo y del gas, hay muchas actividades anteriores y posteriores, que generan impactos económicos significativos. Por ejemplo, se necesita mucho personal para realizar todo el trabajo legal y regulatorio, como así también técnico, comercial y administrativo, entre muchos otros.

Los relevamientos sísmicos también requieren de mano de obra especializada, servicios comerciales locales y otros servicios. Una vez que se identifica un posible prospecto, comienza la perforación y, con ella, la necesidad de servicios, recursos humanos y de actividades suministradas localmente. En caso de encontrar hidrocarburos en cantidades comerciales, se instala la infraestructura, que incluye el equipo de producción del pozo, las tuberías y plantas de tratamiento.

Esto, a su vez, estimula la actividad comercial local. Finalmente, a lo largo de la vida de producción del pozo, se pagan las regalías al Estado.¹⁷ Este dinero estimula la economía local y ofrece recursos adicionales para servicios comunitarios, tales como la salud, la educación y organismos de bien público.

Operaciones.

- Servidumbres y Derechos de paso
- Exploración sísmica
- Análisis de datos
- Perforación

- Terminación

- Producción

- Regalías
- Operaciones en las instalaciones de pozo

- Empleo
- Impuestos

- Aportes a instituciones de bien público

Beneficiarios Locales y Nacionales.

- Dueños de la tierra
- Empresas de servicio
- Empresas de investigación y consultoría
- Proveedores de equipos
- Cuadrillas de construcción
- Equipos de transporte
- Proveedores de equipos
- Servicios de Consultoría
- Empresas de investigación ambiental
- Constructores
- Estado
- Productores de equipos de construcción
- Empresas de mantenimiento
- Servicios de transporte
- Empleados y familias
- Estado y residentes locales
- Gastos en vivienda, salud y educación
- Eventos y programas comunitarios

¹⁷ EIA, International Energy Agency, (2012) *Golden Rules for a Golden Age of Gas: World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*, Recuperado desde,

http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/Golden_Rules_ES_Spanish_WEB.pdf

4.7. Gas Natural

El gas natural se encuentra listo para entrar en una era dorada, pero ello únicamente será posible si una proporción considerable de los enormes recursos no convencionales a nivel mundial gas de esquisto (shale gas), gas en formaciones compactas (tight gas) y gas en capas de carbón (coalbed methane), pueden desarrollarse de forma económica y medioambientalmente aceptable.¹⁸

En los últimos años, los avances en tecnologías extractivas han resultado en un aumento de la producción de gas no convencional en América del Norte, a la vez que han incrementando las estimaciones futuras de producción en esa región. Asimismo, se espera el surgimiento de una industria a gran escala de gas natural no convencional en otras partes del mundo donde se cuente con recursos importantes. El impulso que esto supondría para la oferta de gas traería importantes beneficios, desde una mayor diversificación energética, una mayor seguridad de suministro en aquellos países que dependen de las importaciones para satisfacer sus necesidades de gas, hasta beneficios globales al reducir el coste de la energía.

Aun así, un futuro prometedor para el gas no convencional está lejos de estar garantizado: numerosos obstáculos deben ser superados, sin mencionar las preocupaciones sociales y medioambientales asociadas con su extracción. Producir gas no convencional es un proceso industrial intensivo que, generalmente, deja una mayor huella medio ambiental que el desarrollo de gas convencional. Para su producción se necesita un mayor número de pozos y usualmente se requieren técnicas de fractura hidráulica para impulsar el flujo de gas desde el pozo. La envergadura del desarrollo puede tener fuertes implicaciones en las comunidades locales, en el uso de la tierra y en los recursos hídricos.

Por ello, deben abordarse amenazas importantes como la potencial contaminación del aire y del agua, tanto superficial como en mantos acuíferos. Asimismo, deben minimizarse las emisiones de gases de efecto invernadero desde la producción, a lo largo de la cadena de suministro de gas. De no abordarse correctamente, estos obstáculos amenazan con disminuir, y hasta detener, el desarrollo de recursos no convencionales de gas.

Actualmente existen tanto la tecnología como los conocimientos técnicos para producir gas no convencional de manera que se cumplan satisfactoriamente estos retos, pero se requiere

¹⁸ EIA, International Energy Agency, (2012) *Golden Rules for a Golden Age of Gas: World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*, Recuperado desde,

http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/Golden_Rules_ES_Spanish_WEB.pdf

un esfuerzo continuo por parte de los gobiernos y las industrias para mejorar su funcionamiento, si se busca mantener o ganar la confianza de la población. La industria debe comprometerse en aplicar los estándares más exigentes en todas las etapas de desarrollo del proyecto. Los gobiernos deben definir marcos regulatorios apropiados sobre bases científicas sólidas y datos de alta calidad, con suficiente personal de inspección y en los que se garantice el acceso público a la información. Aun cuando existen otros factores que afectarán a la explotación de los recursos no convencionales de gas natural, variando éstos entre diferentes países, nuestra opinión es que existe una vinculación crítica entre la manera en que los gobiernos y la industria respondan a estos retos sociales y medioambientales y las proyecciones de producción de gas no convencional en una región determinada.

En la IEA (International energy agency) han desarrollado un conjunto de “Reglas de Oro” en las que se realizan recomendaciones que permitirán a políticos, reguladores, operadores y otros interesados, enfrentarse a estos impactos ambientales y sociales¹⁹. Las han llamado Reglas de Oro porque su aplicación puede conducir a que la industria obtenga unos resultados medioambientales y la aceptación pública que les haga acreedores de una “licencia social para operar” dentro de una jurisdicción determinada, abriendo el camino para la explotación de gas natural no convencional a gran escala, aumentando la oferta de gas natural y convirtiendo la era dorada del gas natural en una realidad

Las Reglas de Oro destacan que la plena transparencia, las mediciones y la monitorización de los impactos medioambientales y del compromiso con las comunidades locales, son temas críticos para hacer frente a las preocupaciones de la sociedad sobre esta tecnología. Una selección cuidadosa de los sitios de perforación puede reducir los efectos adversos en la superficie e identificar con más efectividad las áreas más productivas, a la vez que puede minimizar el riesgo de movimientos sísmicos o el desplazamiento de fluidos entre los estratos geológicos. Las fugas de los pozos a los acuíferos pueden prevenirse mediante altos estándares en el diseño, construcción y pruebas de integridad de los pozos. Una evaluación rigurosa y la monitorización de los requerimientos de agua (para shale y tight gas), de la calidad del agua producida (coalbed methane) y del agua de desecho para cualquier tipo de gas no convencional, pueden garantizar decisiones informadas y estrictas sobre el uso y el vertido del agua. Las emisiones y contaminantes asociados a la

¹⁹ EIA International Energy Agency, (2012) *Golden Rules for a Golden Age of Gas: World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*, Recuperado desde, http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebbsite/2012/goldenrules/Golden_Rules_ES_Spanish_WEB.pdf

producción de gas pueden reducirse mediante inversiones realizadas durante la fase de finalización del pozo para eliminar el venteo y quema de gases residuales.

La IEA estima que la aplicación de las Reglas de Oro puede incrementar el coste financiero total del desarrollo de un pozo típico de shale gas alrededor del 7%. Sin embargo, para un proyecto de desarrollo más grande con múltiples pozos, la inversión adicional en medidas para mitigar los impactos ambientales puede ser compensada por menores costes de operación.²⁰

En nuestro Caso de Reglas de Oro, se asume que se cumplen las condiciones, y que se aborda la explotación de gas no convencional de forma consistente con las mismas, permitiendo una continua expansión mundial del suministro de gas a partir de recursos no convencionales, con consecuencias a largo plazo para los mercados energéticos mundiales. Una mayor disponibilidad de gas tendrá un importante impacto en sus precios y, como resultado, la demanda mundial de gas se incrementará en más del 50% entre 2010 y 2035. Este incremento en la demanda de gas será igual al incremento conjunto del carbón, petróleo y energía nuclear, y mayor que el crecimiento de las energías renovables. La participación del gas en el mix energético mundial alcanzará el 25% en 2035, superando al carbón, para convertirse en la segunda fuente de energía primaria después del petróleo.²¹

4.8. Marco regulatorio de Hidrocarburos en Colombia.

El nuevo marco regulatorio del sector de hidrocarburos de Colombia tiene su origen en la Constitución Política de 1991 que en varios de sus artículos asegura la igualdad de los sectores privado y público en la provisión de bienes y servicios.

4.8.1. Rol de las empresas estatales.

El sistema colombiano se caracteriza por la presencia de empresas estatales, públicas y mixtas, aunque la tendencia ha venido evolucionando hacia la privatización. En el sector hidrocarburos las empresas estatales son la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) y Transportadora de Gas del Interior (TGI) para el transporte de gas natural, antigua Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS).

²⁰ EIA International Energy Agency, (2012) *Golden Rules for a Golden Age of Gas: World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*, Recuperado desde, http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/Golden_Rules_ES_Spanish_WEB.pdf

²¹ International Energy Agency (2012). *World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. Golden Rules for a Golden Age of Gas*. Recuperado desde, www.worldenergyoutlook.org

Las reformas introducidas en el sector de hidrocarburos van orientadas a atraer capital privado multinacional. ECOPETROL, como empresa estatal continúa sometida a controles por parte del gobierno nacional. En esta forma, su presupuesto es aprobado por el gobierno central en cabeza del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación. La Contraloría General de la República vigila el manejo de los recursos. La empresa debe dar informes al Congreso de la República.

4.8.2. Tipo de empresas

La Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL se creó en 1951 como organismo autónomo con personería jurídica, empresa totalmente estatal, de los activos de la antigua, Tropical Oil Company que manejaba la Concesión de Mares. De acuerdo con el Decreto Ley 1760 del 26 de junio de 2003, ECOPETROL se convirtió en una sociedad pública por acciones vinculada al Ministerio de Minas y Energía, es decir, en una sociedad anónima, decisión necesaria para vincular capital privado.²²

Con la Ley 1118 de 27 de diciembre de 2006, en que se autoriza a ECOPETROL a efectuar una emisión de acciones por el 20%, se determina por el Artículo 2 que, cuando se haga efectiva esta emisión, la empresa se convierte en Sociedad de Economía Mixta de carácter comercial, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. Por el Artículo 6, todos los actos jurídicos, contratos y acciones necesarias se regirán por el derecho privado.²³

Por el Artículo 6, el régimen laboral de la totalidad de sus servidores públicos tendrá el carácter de trabajadores particulares. En esta forma, por la Ley 1760 ECOPETROL adquiere mayor flexibilidad en su régimen de contratación y laboral, pero al tener capital público mayoritario continúa bajo la vigilancia del gobierno nacional.

La Empresa Transportadora de Gas del Interior (TGI), al adquirir la Empresa de Energía de Bogotá en diciembre de 2006 a ECOGAS, se constituyó como sociedad anónima y empresa prestadora del servicio público el 19 de febrero de 2007. La empresa está sujeta a la regulación y control de la CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD). Es una empresa con capital público prácticamente en un 100%.²⁴

²² Decreto Ley 1760 del 26 de junio de 2003, Recuperado desde, http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/decreto_1760_2003.html

²³ Ley 1118 de 27 de diciembre de 2006, Recuperado desde, http://www.ecopetrol.com.co/documentos/39211_ley1118271206.pdf

²⁴ University of Calgary, Olade, Canadian International Development Agency. (2007) marcos regulatorios y el rol de las empresas estatales de hidrocarburos. *Estudio de caso: colombia.* P 10. Recuperado desde.



4.8.3. Papel de los Marcos regulatorios y de las empresas estatales de Hidrocarburos en Colombia.

El marco regulatorio y el rol de las empresas estatales de hidrocarburos ha sufrido cambios importantes a partir de la aprobación de la nueva Constitución de 1991 y del gobierno del presidente liberal César Gaviria de 1990 a 1994, que inauguró la aplicación en Colombia del pensamiento del Consenso de Washington.

Los principales cambios en el marco regulatorio tienen que ver con la separación de actividades; la diferenciación entre la propiedad, la regulación y el control; la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en 2003 y la modificación en 2004 de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos de asociación por los de concesión tipo moderno; la aprobación en 1994 de la Ley 142 de Servicios Públicos Domiciliarios que creó la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-SSPD; la privatización del subsector de gas natural y de la distribución minorista de derivados del petróleo.

A nivel del rol de las empresas estatales se produjeron cambios en ECOPETROL, disminuyendo su papel en gas natural, refinación y distribución minorista de productos y la creación de la Empresa Colombiana de Transporte-ECOGAS en 1997 de los activos de transporte de gas de ECOPETROL, convertida en Transportadora del Gas del Interior-TGI en 2006 al ser adquirida por la Empresa de energía de Bogotá, propiedad la ciudad de Bogotá.

Los cambios introducidos en el año 2003 con la creación de la ANH y el nuevo contrato petrolero en 2004 eliminan los derechos que tenía ECOPETROL para explorar en Colombia sola o con compañías asociadas y desde ese año debe competir con las empresas privadas.

ECOPETROL ha tenido que trabajar dentro de un marco regulatorio que le ha impedido actuar efectivamente por varias razones: por el estatuto de contratación pública que no le da agilidad y por las restricciones del gobierno nacional al controlar su presupuesto de operación e inversión que no le ha dejado los recursos necesarios para buscar petróleo, operar eficientemente y buscar negocios fuera del país.²⁵

<http://temp2.olade.org/documentos2/hidrocarburos/MARCOS%20REGULATORIOS%20-%20ESTUDIO%20DE%20CASO%20COLOMBIA.pdf>

²⁵ University of Calgary, Olade, Canadian International Development Agency. (2007) marcos regulatorios y el rol de las empresas estatales de hidrocarburos. *Estudio de caso: Colombia*. P 15. Recuperado desde.



4.8.4. Política sectorial general.

El Ministerio de Minas y Energía es el rector del sector de energía y minas en cuanto a que fija las políticas generales, dirige y controla las empresas estatales adscritas; participa y dirige la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) y otras entidades DEL SECTOR, y es el encargado de establecer y llevar el control de las normas técnicas del sector de hidrocarburos tanto para el sector privado como público.

La política energética y minera la define y orienta el Ministerio de Minas y Energía creado en 1940 como Ministerio de Minas y Petróleos, eliminándose las funciones correspondientes que antes tenía el Ministerio de la Economía Nacional. La reforma Administrativa de 1968 le fijó el manejo de las fuentes primarias de energía, pero los aspectos relativos a la generación, transmisión y comercialización de energía quedaron asignados al Ministerio de Obras Públicas.

Mediante el Decreto 636 del 10 de abril de 1974 pasó llamarse Ministerio de Minas y Energía, adscribiéndose las funciones relativas al sector eléctrico. Para colocar al Ministerio en consonancia con la Constitución de 1991, a la luz de los nuevos mandatos y del papel que de acuerdo con el plan de desarrollo deben cumplir los ministerios, mediante el Decreto 2119 de diciembre 29 de 1992 se reorganizó y se cambiaron algunos aspectos del Ministerio de Minas y Energía.

En 1997 se creó el Vice-ministerio de Hidrocarburos y se dictaron otras disposiciones. En 1999, 2001, 2003 y 2004 se introducen cambios que eliminan entidades adscritas, las reorganizan o se crean otras, y se establece un solo Viceministerio que se encarga de las actividades de energía y minas.

<http://temp2.olade.org/documentos2/hidrocarburos/MARCOS%20REGULATORIOS%20-%20ESTUDIO%20DE%20CASO%20COLOMBIA.pdf>



Las principales funciones del Ministerio relacionadas con el subsector de hidrocarburos, según el Artículo tercero del Decreto 70 de enero 17 de 2001 son las siguientes:²⁶

1. Adoptar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales e hidrocarburos.
2. Propender que las actividades que desarrollen las empresas del sector mineroenergético garanticen el desarrollo sostenible de los recursos naturales.
3. Adoptar los planes de desarrollo del sector minero-energético del país en concordancia con los planes generales de desarrollo y con la política macroeconómica del Gobierno Nacional. En ejercicio de esta función se deberán identificar las necesidades del sector minero-energético y los planes generales deberán estar orientados a satisfacer esta demanda. Para el efecto el Ministerio podrá adelantar, directamente o en coordinación con otros organismos públicos o privados, investigaciones que se relacionen con las actividades propias del sector.
4. Adelantar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales legales y reglamentarias relacionadas con la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesa miento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables, y las normas técnicas relativas a los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible.
5. Asegurar que se realicen en el país por medio de empresas oficiales, privadas o mixtas las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos, según previo concepto del Consejo Nacional de política Económica y Social-CONPES.
6. Organizar las licitaciones directamente o a través de contratos con terceros, a las que se pueda presentar cualquier empresa pública o privada nacional o extranjera, cuando se trate de organizar el transporte, la distribución y el suministro de hidrocarburos de propiedad nacional que puedan resultar necesarios para la prestación de los servicios públicos regulados por la Ley 142 de 194 o las normas que la modifiquen o adiciones, siempre que la Nación lo considere necesario.²⁷

²⁶ Decreto No. 70 del 17 de enero de 2001, Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía, Recuperado desde, http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Servicios/Dec_0070_2001.pdf

²⁷ University of Calgary, Olade, Canadian International Development Agency. (2007) marcos regulatorios y el rol de las empresas estatales de hidrocarburos. *Estudio de caso: Colombia*. P 2, 21. Recuperado desde.

4.8.5. Constitución Política de Colombia.

La Constitución de 1991 es clara en cuanto a los derechos de la propiedad privada para competir en igualdad de condiciones con el sector público, acceder a la explotación de hidrocarburos, participar en las licitaciones públicas, ya sea por empresas privadas colombianas o internacionales, y ser sometida a las mismas normas sin ninguna discriminación con relación al sector público. La Constitución da igualdad de derechos al sector privado con respecto al sector público.²⁸

La Constitución de 1991, en el aspecto económico sigue unas líneas bastante ortodoxas en cuanto a los papeles del sector privado y público en la economía. La Constitución Política de Colombia vigente recoge el texto original aprobado por la Asamblea Constituyente en 1991 más los Actos Legislativos que la han reformado desde entonces. Es el marco legal dentro de cual operan todos los sectores.

4.8.6. Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Se considera que el primer estatuto completo sobre hidrocarburos fue la Ley 1230 de 1919, por la cual se reglamentaron los contratos de concesión. De 1922 a 1927 se aprobaron varias modificaciones a la Ley de 1919, siendo especialmente importante fue la de 1927 que eliminó el contrato de concesión. Las presiones americanas dieron como resultado la aprobación de la Ley 37 de 1931, que reestableció el sistema de concesiones y reglamentó toda la materia sobre el petróleo. En estos contratos de concesión se pagaba una regalía de 14.5 %. En 1950 se expidió el Decreto Ley 3419 de noviembre de 1950 que compiló la legislación existente y aportó cambios adicionales.

La Ley de 1931 y sus decretos reglamentarios se recogieron en 1953 en lo que se conoce desde entonces como el Código de Petróleos; este código aún vigente en 2007 ha sufrido muchas modificaciones. El código se refiere a concesiones, regalías, propiedad privada en hidrocarburos, transporte, refinación, agotamiento de campos y diversidad de normas técnicas y de diferente tipo sobre el subsector.²⁹

Las principales modificaciones introducidas hasta 2007 son las siguientes:

<http://temp2.olade.org/documentos2/hidrocarburos/MARCOS%20REGULATORIOS%20-%20ESTUDIO%20DE%20CASO%20COLOMBIA.pdf>

²⁸ Constitución Política de Colombia de 1991, Recuperado desde, <http://www.constitucioncolombia.com/indice.php>

²⁹ Código de Petróleos Colombiano, Recuperado desde, http://www.minminas.gov.co/minminas/hidrocarburos.jsp?cargaHome=2&id_noticia=338&opcionCalendar=4

La Ley 10 de 1961 modificó varios artículos del Código de Petróleos e introdujo nuevas reglamentaciones.

La Ley 20 de 1969 reiteró el derecho del estado sobre el subsuelo y se autorizó a ECOPETROL, por delegación de la Nación, para celebrar contratos de exploración y producción.

En 1974, el Decreto-Ley 2310, dentro del estado de emergencia económica instaurado en ese año, se expidió el Decreto-Ley 2310 que modificó los dos primeros dos artículos del código, reemplazando el sistema vigente hasta entonces de contratos de concesión por los de asociación, operación, de servicio o de cualquier otra naturaleza, distintos a los de concesión. Igualmente, se autorizó a ECOPETROL para adelantar las actividades de E&P directamente o a través de contratos con terceros.

Este contrato de Asociación denominado Standard permaneció vigente y sin modificaciones hasta 1989. Consistía básicamente en que el socio de ECOPETROL exploraba por su cuenta y riesgo y si encontraba petróleo en cantidades comerciales los costos de exploración y desarrollo se pagaban por partes iguales y se repartía la producción por partes iguales después de descontar una regalía del 20 %. El inversionista extranjero pagaba, igualmente, los diferentes impuestos nacionales (de renta y de remesa de utilidades) y locales, como el de renta, predial de industria y comercio.

En 1987, 1989, 1994 y 1997 se introdujeron cambios para hacer más atractivos los contratos para el inversionista privado, fundamentalmente participación de ECOPETROL en los costos iniciales de exploración y diferentes propuestas para distribuir la producción después de pagar la regalía del 20%.

En 2002, con la Ley 756, se modificó el régimen de regalías y se estableció un sistema de regalías variables entre 5% y 25%, dependiendo de los promedios diarios de producción, con el argumento que los campos pequeños no eran suficientemente atractivos, por lo cual era mejor tener regalías bajas.

Mediante la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) se le traspasó la responsabilidad de administrar los recursos de la Nación así como la de establecer un nuevo mecanismo contractual para la E&P.

Es así como en abril 2004 se presentó un nuevo modelo de contratación, caracterizado por un esquema de concesión moderna según el gobierno, donde el inversionista no tiene que

asociarse con ECOPETROL y asume los riesgos a cambios de obtener la totalidad de la producción después de regalías según el sistema aprobado en 2002.³⁰

En esta forma, el Código de Petróleos de Colombia vigente es el aprobado en 1953 con las modificaciones introducidas desde ese año.

El Código de Petróleos comprende los siguientes capítulos:³¹

- Disposiciones generales
- Exploración superficial
- Contratos de exploración y explotación
- Tramitación de propuestas y oposiciones
- Avisos de perforación y revisión de títulos
- Regalías
- Impuesto sobre el petróleo de propiedad privada
- Transportes
- Refinación y distribución
- Exenciones, agotamientos y amortización
- Sanciones y caducidad de los contratos
- Disposiciones reglamentarias

Desde la expedición del Código en 1953 son muchos los cambios que se han realizado que hacen difícil su lectura e interpretación, así como las circunstancias de la industria han cambiado, lo que ha llevado a muchos expertos a sugerir que se expida un nuevo código de petróleo.

Así, la Ley 681 de 2001 declaró de acceso abierto a terceros el sistema de transporte de poliductos propiedad de ECOPETROL y la Ley 812 de 2003 del Plan de Desarrollo 2003-2006 definió la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo como compuesta por el refinador, el importador, el almacenador, el distribuidor mayorista, el distribuidor minorista, el transportador y el gran consumidor, que sirvió de base

³⁰ University of Calgary, Olade, Canadian International Development Agency. (2007) marcos regulatorios y el rol de las empresas estatales de hidrocarburos. *Estudio de caso: Colombia*. P 2, 21. Recuperado desde. <http://temp2.olade.org/documentos2/hidrocarburos/MARCOS%20REGULATORIOS%20-%20ESTUDIO%20DE%20CASO%20COLOMBIA.pdf>

³¹ Código de Petróleos Colombiano, Recuperado desde, http://www.minminas.gov.co/minminas/hidrocarburos.jsp?cargaHome=2&id_noticia=338&opcionCalendar=4

posteriormente para abrir esta cadena a terceros, de tal manera que en 2007 cualquier agente puede intervenir en estas actividades. De nuevo, no existe ninguna discriminación contra el sector privado ni ninguna favorabilidad para una empresa pública.³²

4.8.7. Actividades reguladas.

La regulación de las actividades propias del sector de hidrocarburos se lleva a cabo principalmente por el Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

El Ministerio de Minas y Energía regula los precios de los derivados del petróleo de acuerdo con Ley del Congreso que fija los parámetros para la fijación de los precios. Los contratos de petróleo y gas desde 2004 están a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, que fija las características de los mismos según disposiciones de la Ley de Regalías en lo referente a la liquidación de las regalías. Otros tipos de impuestos como los de renta, predial, industria y comercio y timbre están determinados por las leyes. En la actualidad cualquier empresa puede licitar áreas petrolíferas sola o en asociación con ECOPETROL.

El precio en boca del gas natural ha estado regulado por la CREG pero a partir del año 2008 será libre. Las tarifas para el transporte y la distribución al usuario final están reguladas por la CREG. ECOPETROL, al ser empresa estatal, está sometida al control del Congreso de la República y a las normas que regulan las empresas públicas, en especial el estatuto de contratación, que la limita para actuar en condiciones de competitividad con el sector privado. Sin embargo, con la venta del 20 por ciento de sus acciones que tuvo lugar en septiembre de 2007 cambiará la naturaleza de la empresa al volverse mixta y tener un régimen de empresa privada.

La importación de petróleo solamente la puede efectuar ECOPETROL pero las de los derivados pueden ser realizadas por cualquier agente privado, público o mixto. La construcción y operación de refinerías está libre, así que cualquier privado puede llevar a cabo esta operación. Mas bien la limitación existe para ECOPETROL, pero al volverse empresa mixta podrá comprometerse en construcción y operación de nuevas refinerías.

³² University of Calgary, Olade, Canadian International Development Agency. (2007) marcos regulatorios y el rol de las empresas estatales de hidrocarburos. *Estudio de caso: Colombia*. P 20, 21, 22, 24. Recuperado desde. <http://temp2.olade.org/documentos2/hidrocarburos/MARCOS%20REGULATORIOS%20-%20ESTUDIO%20DE%20CASO%20COLOMBIA.pdf>

Prácticamente todas las actividades del sector de hidrocarburos están reguladas o vigiladas en una u otra forma, ya sea para otorgar permisos de operación, normatividad técnica, condiciones de explotación, pago de impuestos, control de la producción, limitaciones a la concentración, determinación de tarifas y precios, participación de personal colombianos, control a la remesa de utilidades y limitación para invertir en el caso de ECOPEPETROL.³³

Los contratos de exploración y explotación de petróleo y gas natural están sujetos a regulaciones por el Código de Petróleos según el nuevo modelo de contrato, como se explica más adelante.

El transporte por oleoductos y poliductos son controlados por el Ministerio de Minas y Energía e incluso a permisos, especificaciones técnicas y determinación de las tarifas. Los gasoductos son regulados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG. Igualmente la comercialización. La refinación es sujeta de control por parte del Ministerio de Minas y Energía en cuanto a permisos para construcción y supervisión de las refinerías.

La comercialización de productos del petróleo es responsabilidad del Ministerio en cuanto a normas, calidades y precios. Excepto el diesel y las gasolinas, los precios de los demás derivados son libres.

EL GLP es regulado por la CREG, excepto en lo que tiene que ver con las normas técnicas de transporte, pero los precios del transporte, el almacenamiento y la comercialización son regulados.³⁴

³³ University of Calgary, Olade, Canadian International Development Agency. (2007) marcos regulatorios y el rol de las empresas estatales de hidrocarburos. *Estudio de caso: Colombia*. P 20, 21, 22, 24. Recuperado desde. <http://temp2.olade.org/documentos2/hidrocarburos/MARCOS%20REGULATORIOS%20-%20ESTUDIO%20DE%20CASO%20COLOMBIA.pdf>

³⁴ University of Calgary, Olade, Canadian International Development Agency. (2007) marcos regulatorios y el rol de las empresas estatales de hidrocarburos. *Estudio de caso: Colombia*. P 29,30, 31. Recuperado desde. <http://temp2.olade.org/documentos2/hidrocarburos/MARCOS%20REGULATORIOS%20-%20ESTUDIO%20DE%20CASO%20COLOMBIA.pdf>



5. ANTECEDENTES.

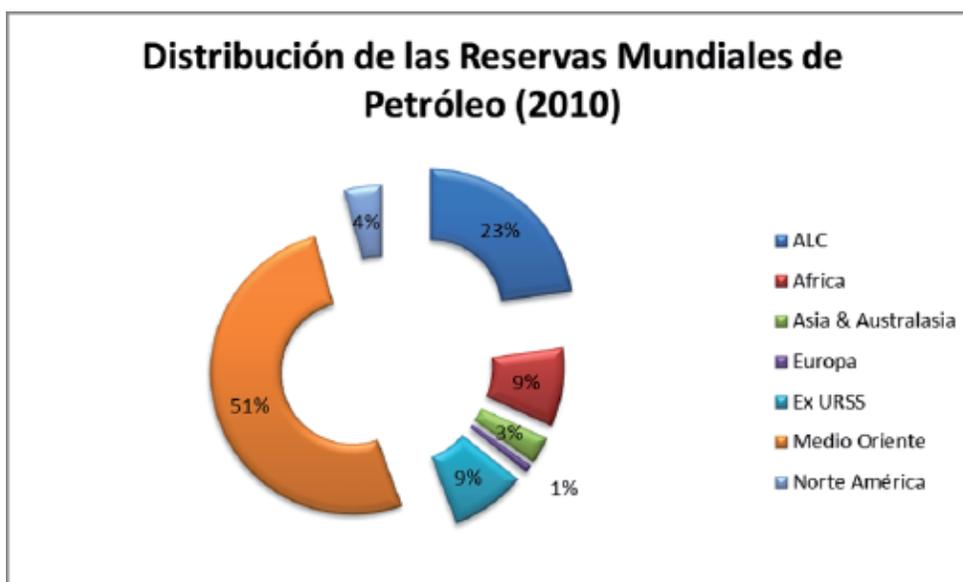
5.1. Antecedentes Internacionales:

5.1.1. Petróleo y Gas Natural en el contexto mundial.

5.1.1.1 Petróleo:

A 2010, Las reservas de petróleo en el mundo alcanzaron la cifra de 1 millón 466 mil millones de barriles, de las cuales, el 23% se encuentran en América Latina y El Caribe, que corresponde a 333 mil 774 millones de barriles.

Grafica No. 9 Distribución de las reservas mundiales de petróleo.

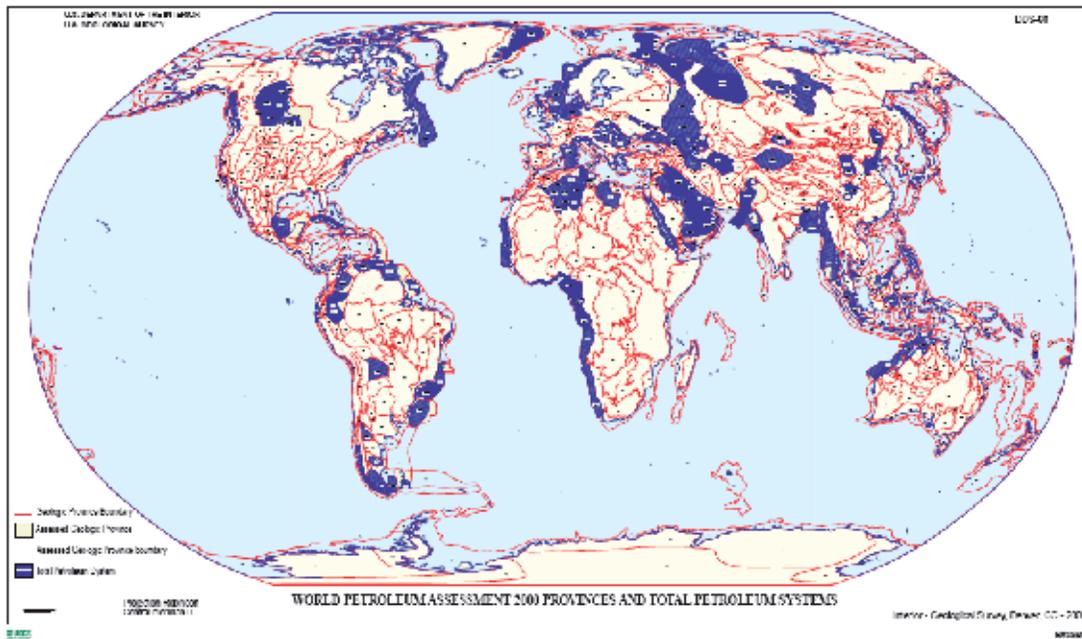


Fuente: SIEE-OLADE, datos del año 2010.

Cerca del 80% de las reservas mundiales de petróleo se encuentran en países miembros de La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), a la que pertenecen Ecuador y Venezuela.

La distribución geográfica de las cuencas petroleras en el mundo se puede ver en la siguiente grafica, según la U.S. Geological Survey (USGS) para el año 2000. Mapa de la Distribución de las reservas mundiales de petróleo.

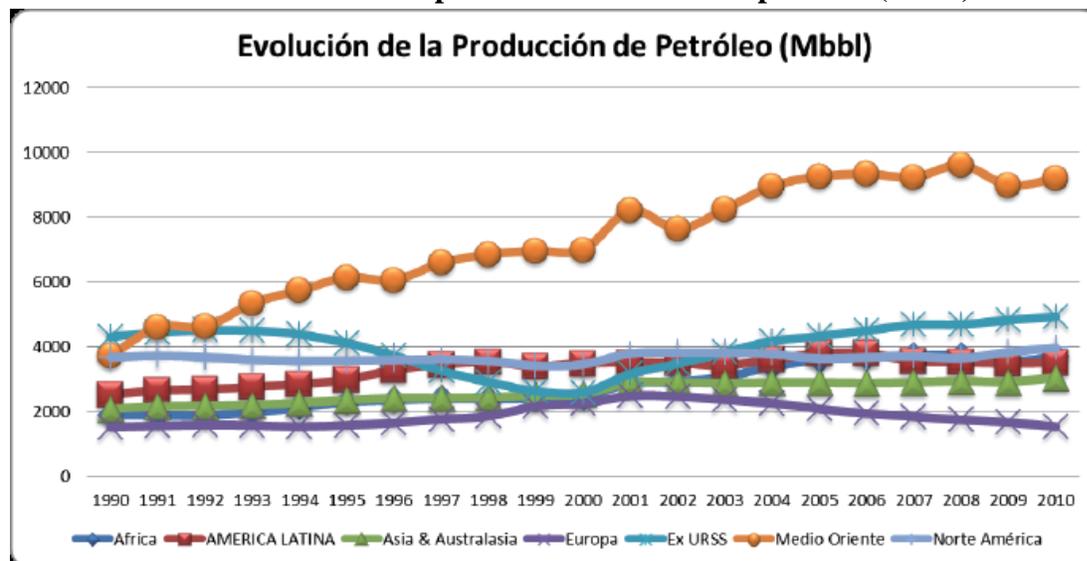
Grafica No 10 Distribución geográfica de las cuencas petroleras en el mundo.



Fuente: U.S. Geological Survey World Petroleum Assesment, 2000

Respecto a la producción, se observa una tendencia creciente en las dos últimas décadas con una leve caída en 2009, producida por la crisis global de finales de 2008. En la última década, si bien, la mayoría de regiones han incrementado la producción de crudo, la tendencia europea declina rápidamente debido al agotamiento de sus reservas como podemos ver en la grafica.

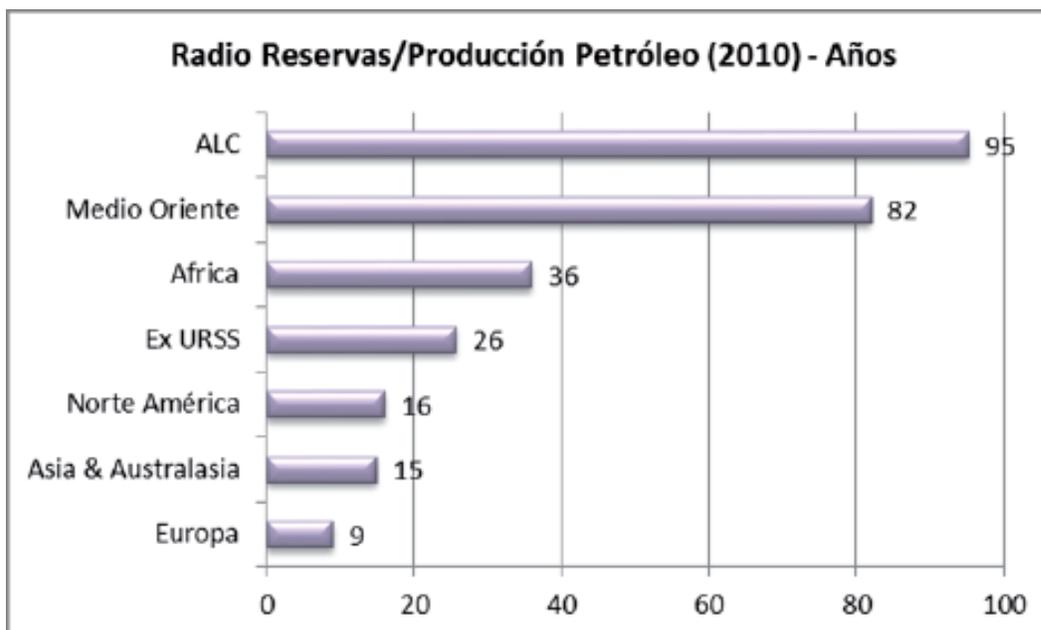
Grafica No. 11 Evolución de la producción mundial de petróleo (Mbbbl).



Fuente: SIEE-OLADE

Oriente Medio continúa siendo la región con mayor producción de crudo, llegando a cifras sobre los 25 millones de barriles por día. Por su parte, América Latina y El Caribe a 2010 alcanzó una producción cercana a los 9.6 millones de barriles diarios.

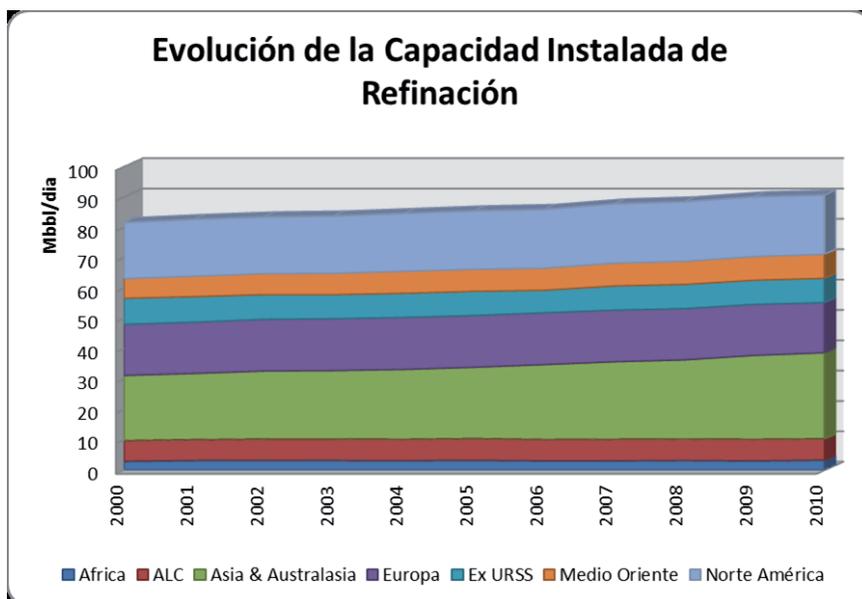
Grafica No. 12 Relación Reservas/Producción de petróleo (años).



Fuente: SIEE-OLADE, datos del año 2010.

Como se muestra en el cuadro anterior, a niveles de producción de 2010, América Latina y El Caribe tiene un alcance aproximado de reservas de crudos convencionales de 95 años, tendencia creciente influenciada principalmente por la certificación de enormes reservas venezolanas y descubrimientos en aguas profundas de Brasil. A 2010, la capacidad instalada de refinación en el mundo llegó a los 90 millones 640 mil barriles diarios, registrándose un incremento del 11% respecto a la capacidad al año 2000. Asia y Australasia es la región que aumenta en mayor medida su capacidad de refinación en la última década, pasando de 21 millones 477 mil barriles diarios en 2000, a 28 millones 394 mil barriles diarios a 2010, gracias a grandes desarrollos en Corea del Sur, China e India principalmente.

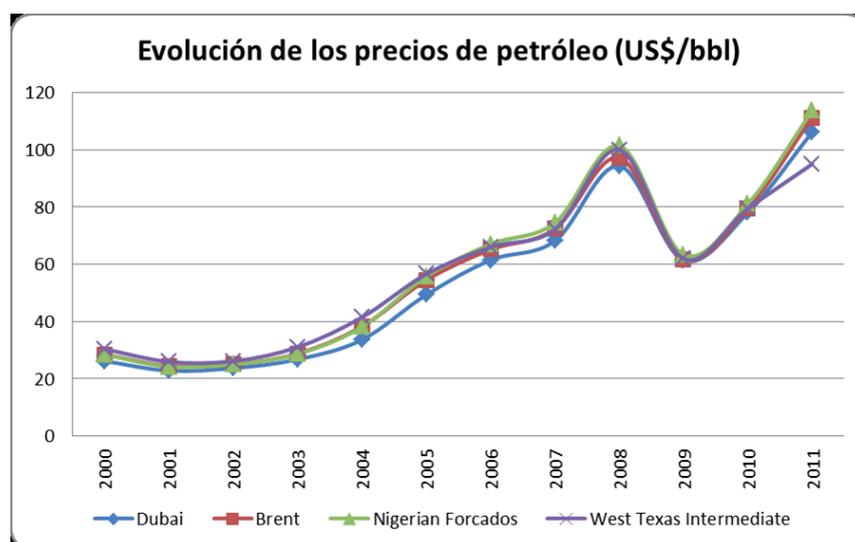
Grafica No. 13 Evolución de la capacidad instalada de refinación en el mundo.



Fuente: SIEE-OLADE

Los precios del petróleo (promedios anuales), han experimentado un alza continuada desde 2000 pasando de 26.2 (Dubai) 28.5 (Brent) 28.42 (Nigerian Forcados) 30.37 (WTI) a 106.18 (Dubai) 111.26 (Brent) 113.65 (Nigerian Forcados) 95.04 (WTI) a 2011. La tendencia de alza continuada se rompe en 2009, en tiempos de crisis económica mundial por una disminución de la demanda producida por contracción del consumo y utilización de inventarios de reservas.

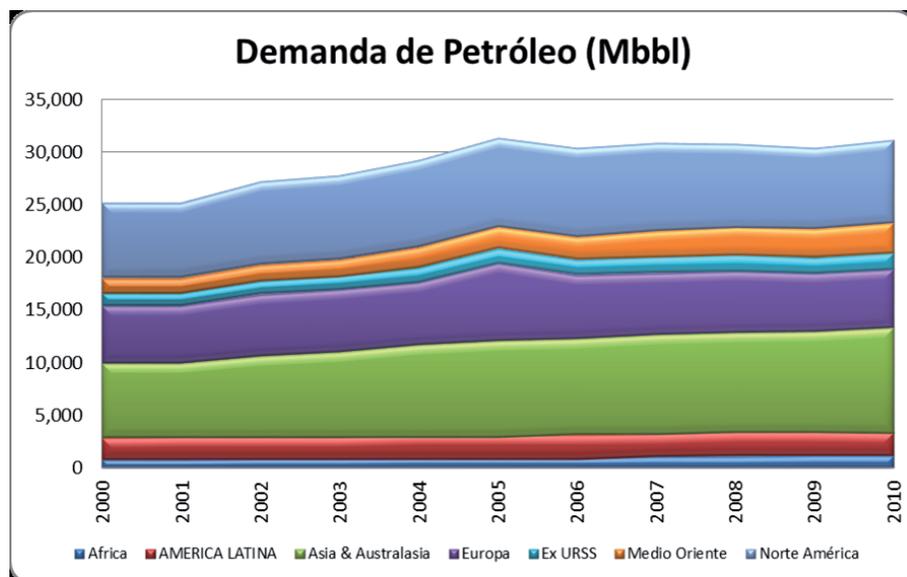
Grafica No. 14 Evolución de los precios del petróleo (US\$/bbl).



Fuente: García Fabio, Garcés Pablo. Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales, 2012.

La demanda de petróleo en la década 2000 - 2010 ha pasado de 69 millones de barriles diarios, a algo más de 85 millones de barriles diarios, resalta el crecimiento de la demanda de Asia & Australasia que pasa de 19.3 a 27.2 millones de barriles por día en dicho período.

Grafica No. 15 Evolución de la demanda mundial de petróleo (Mbbbl).



Fuente: SIEE-OLADE.

5.1.1.2. Gas Natural.

A nivel mundial, se dispone de abundantes reservas de gas “convencionales” y recursos “no convencionales”, con creciente diversificación geográfica. Las reservas comprobadas de gas al 31/12/2010 equivalían a 58,6 años de producción de dicho año. A su vez, los recursos mundiales estimados de Gas de Reservorios no Convencionales (GRnC), asociados a la utilización de las técnicas de producción más desarrolladas - gas de esquistos (shale gas), metano de lechos de carbón (coalbed methane) y gas de arenas compactas (tight-sand gas) - quintuplicaban las reservas comprobadas. En consecuencia, los recursos de GRnC ofrecen perspectivas de expansión y aprovechamiento muy significativas, cuya evolución dependerá de la consolidación de las nuevas tecnologías, la evolución de los costos y el manejo ambiental.³⁵

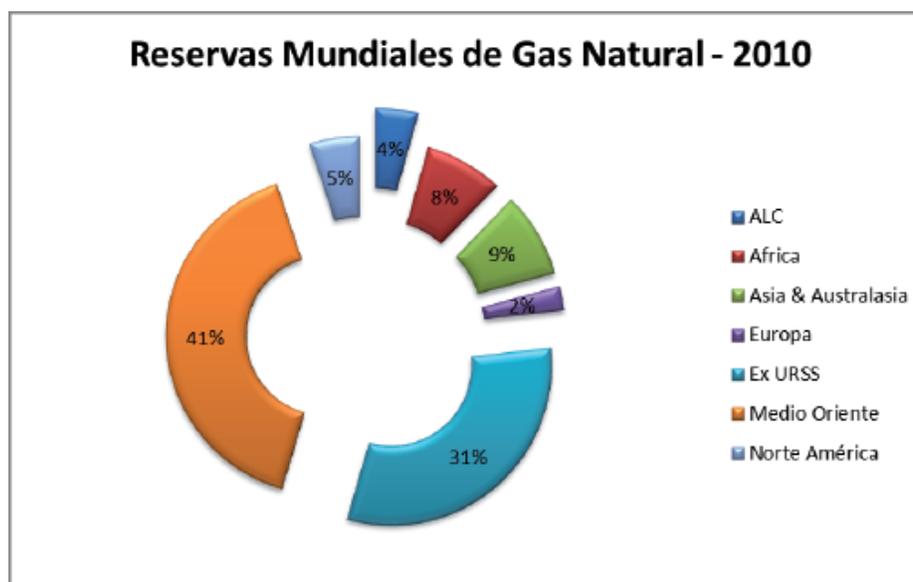
³⁵ Academia Nacional de Ingeniería (2011) *Gas de Reservorios no convencionales Estado de Situación y principales desafíos*. Recuperado desde:

http://www.acadning.org.ar/ANI_Gas%20de%20Reservorios%20No%20Convencionales_Oct%202011.pdf

En 2010, las reservas mundiales de gas natural fueron de 187 mil 298 miles de millones de metros cúbicos. El 4% de estas reservas se encuentran en América Latina y el Caribe, que corresponde a 8 mil 53 miles de millones de metros cúbicos.

Las mayores reservas mundiales de gas natural se encuentran en el Medio Oriente (75.8 Tmc) con el 41%, mientras que el 31% (58.5 Tmc) están localizadas en los países de la EX- URSS, principalmente Rusia. OPEP tiene una participación del 49% de las reservas mundiales.

Grafica No. 16 Distribución de las reservas mundiales de gas natural.



Fuente: SIEE-OLADE, datos del año 2010.

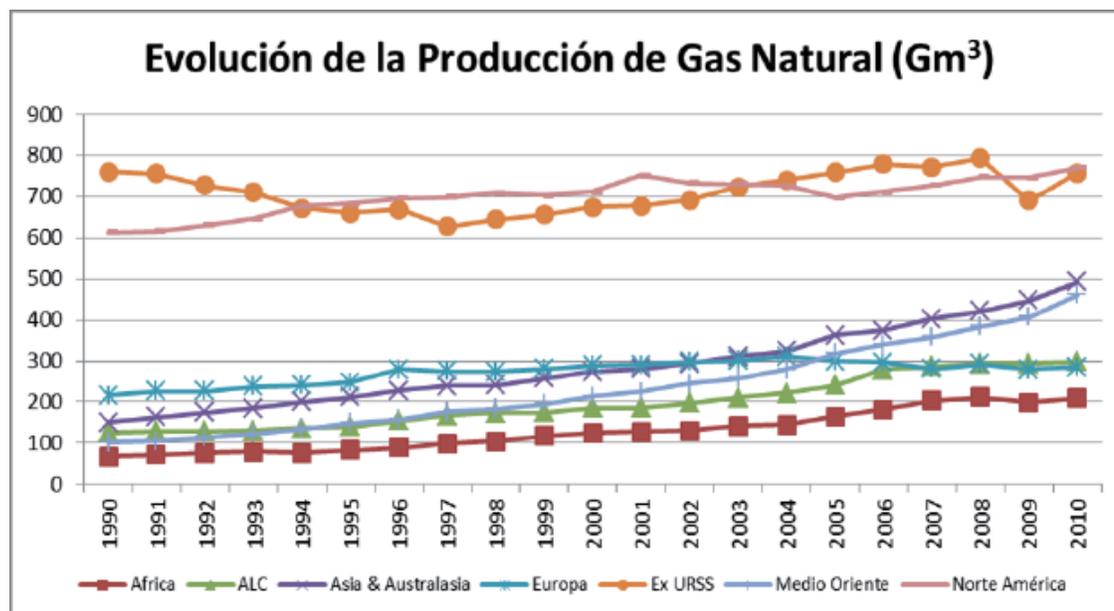
Las reservas de gas natural convencionales, a niveles de producción de 2010, tienen un alcance para 27 años en la región latinoamericana y caribeña. Norte América (excluyendo a México) y Europa, con un consumo bastante desarrollado, tienen reservas para 12 y 16 años respectivamente.

El desarrollo del GRnC en los Estados Unidos, Canadá y en menor medida en Australia ha mostrado un dinamismo sorprendente y ya ha modificado tendencias en el mercado internacional de gas.

El epicentro de esta “revolución silenciosa” se ubica en América del Norte: 50 % de la demanda de gas en los Estados Unidos, y más del 30% en Canadá, es abastecida con GRnC. En los Estados Unidos, el 25% del consumo es cubierto con gas de esquistos (shale gas). El precio de indiferencia (“break-even”) del gas de esquistos en el mercado

estadounidense, si bien muy variable de acuerdo al tipo de yacimiento y contenido de líquidos, ha tendido a situarse entre 4,5 y 6 US\$/106 BTU durante el período 2008/2010.³⁶

Grafica No. 17 Evolución producción mundial de gas natural (Gm3).



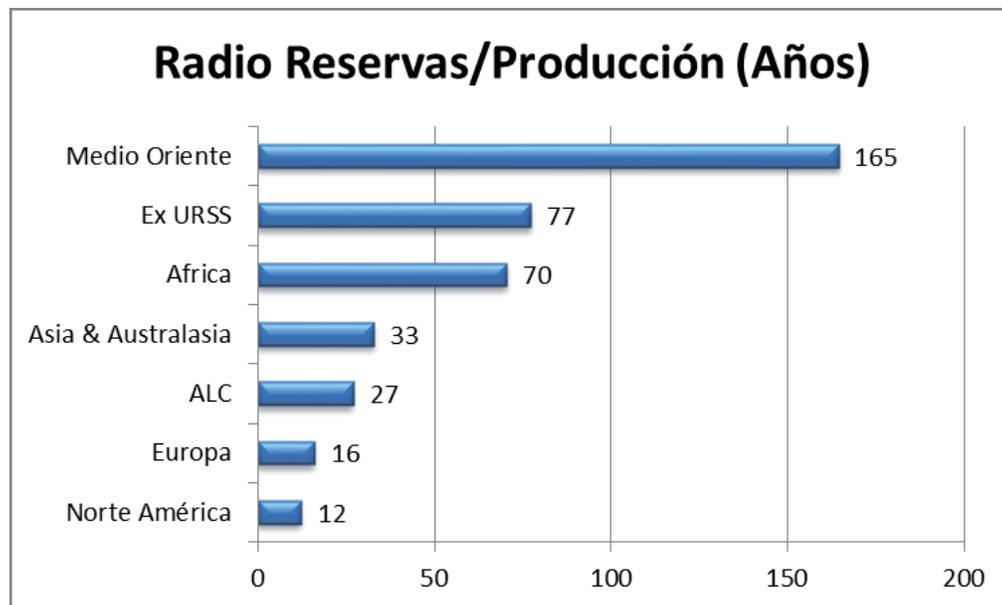
Fuente: SIEE-OLADE.

Las regiones de mayor producción de gas natural son Norte América (excluyendo a México) y los países de la Ex-URSS con niveles de producción al 2010 de 770 mil 827 y 757 mil 912 millones de metros cúbicos respectivamente. Europa desde 2004, va disminuyendo sus niveles de producción desde 310 a 285 mil millones de metros cúbicos en 2010, por el agotamiento de sus reservas de gas convencional convirtiéndose en una de las mayores importadoras netas, tanto a través de gasoductos como de gas natural licuado.

³⁶ Academia Nacional de Ingeniería (2011) *Gas de Reservorios no convencionales Estado de Situación y principales desafíos*, Recuperado desde:

http://www.acadning.org.ar/ANI_Gas%20de%20Reservorios%20No%20Convencionales_Oct%202011.pdf

Grafica No. 18 Relación reservas/producción de gas natural en el mundo (años).

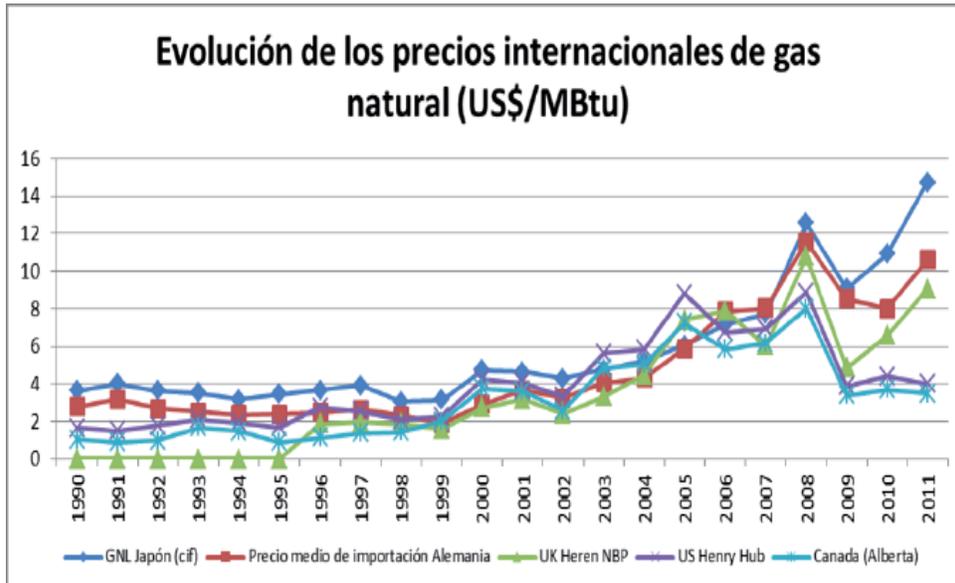


Fuente: SIEE-OLADE.

Los precios de comercio internacional de gas natural para todos los índices han presentado incrementos pronunciados en 2008, seguidos de una gran disminución a 2009, debido a la contracción de la demanda derivada de la crisis mundial de ese año. Ya a 2010 los índices de precios europeos recuperan y superan a los presentados en 2008, mientras que los índices de América del Norte han variado poco desde sus niveles de 2009. Se observa además una tendencia pronunciada de incremento del gas natural licuado importado por Japón, que a 2011 ha llegado a precios récord de US\$ 14.73 por millón de BTU.³⁷

³⁷ García Fabio, Garcés Pablo. (2012) Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales. OLADE Organización Latinoamericana de Energía, 1a ed. Recuperado desde: <http://expertosenred.olade.org/hidrocarburos/documentos/panorama-general-de-los-hidrocarburos-no-convencional>

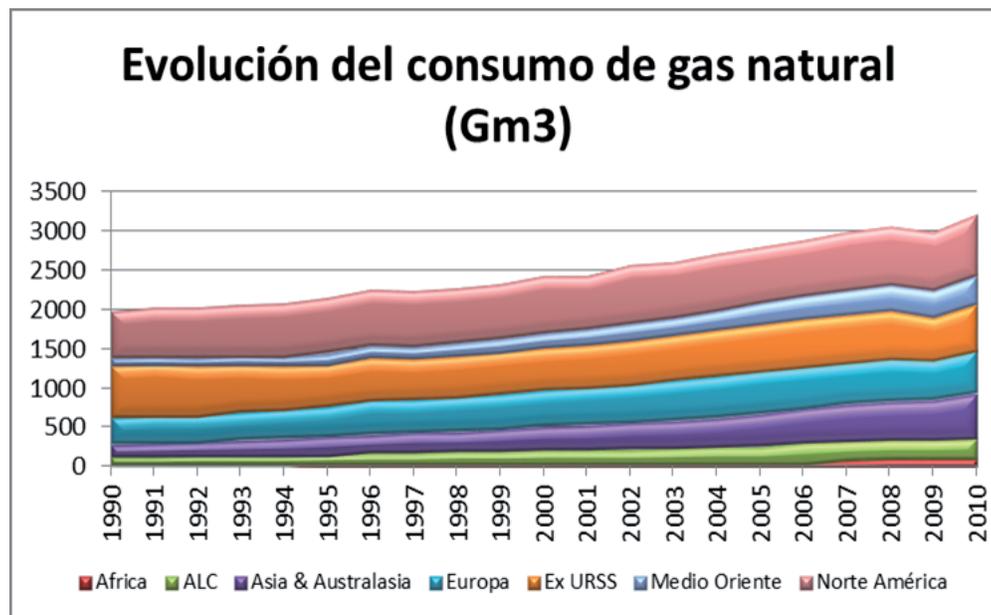
Grafica No. 19 Evolución de los precios internacionales de gas natural (US\$/MBtu).



Fuente: García Fabio, Garcés Pablo. Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales, 2012.

En las últimas dos décadas, el consumo de gas natural ha cobrado gran importancia a nivel mundial principalmente en sectores industriales y residenciales. Es así como en 2010, el consumo ha aumentado en un 40% aproximadamente respecto a sus valores de 1990 desplazando a combustibles tradicionales.

Grafica No. 20 Evolución del consumo mundial de gas natural (Gm3).



Fuente: SIEE-OLADE.

5.2 El Petróleo y Gas en la Región de América Latina y El Caribe.

5.2.1 Reservas

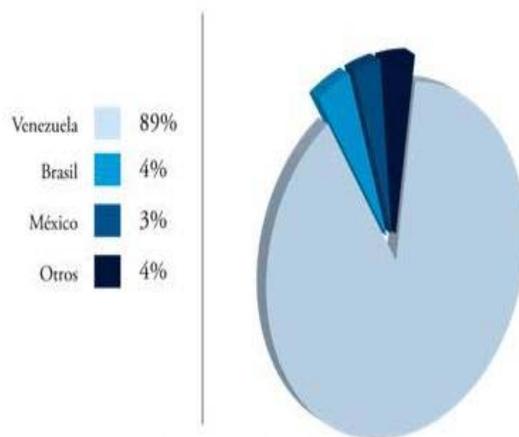
América Latina y el Caribe ocupan actualmente el segundo puesto como región en el mundo respecto al volumen de reservas probadas de petróleo crudo superada solamente por Oriente Medio. Este volumen alcanzó en el año 2010, los 333 mil 788 millones de barriles, que equivalen al 23% del total mundial.

Las reservas de gas natural ubican a América Latina y el Caribe en el quinto puesto respecto al total mundial, con 8 Tmc. En la Grafica No. 13 se puede observar claramente la distribución asimétrica de estos recursos fósiles entre los países de la Región.³⁸

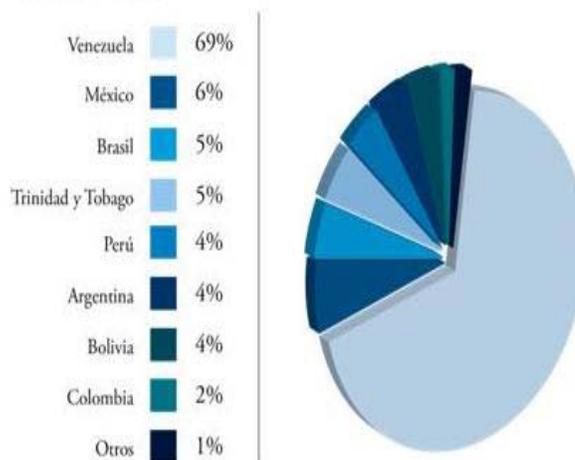
Grafica No. 21 Distribución regional de los hidrocarburos convencionales.

³⁸ García Fabio, Garcés Pablo. (2012) Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales. OLADE Organización Latinoamericana de Energía, 1a ed. Recuperado desde: <http://expertosenred.olade.org/hidrocarburos/documentos/panorama-general-de-los-hidrocarburos-no-convencional>

Distribución regional de las reservas probadas de petróleo crudo (333,788 Mbbl)



Distribución regional de las reservas probadas de gas natural (8,054 Gm³)



Fuente: SIEE-OLADE, datos del año 2010

En el marco del Proyecto Socialista Orinoco Magna Reserva; en 2011, Petróleos de Venezuela, S.A. incorporó 2 mil 159 millones de barriles de nuevas Reservas Probadas de Petróleo, ubicando a Venezuela en el primer lugar entre los países con las mayores reservas de crudo del mundo, las cuales al 31 de diciembre de 2011 ascienden a 297 mil 571 millones de barriles, certificadas por empresas internacionales e incluidas en los libros de Reservas del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo de ese país.

Asimismo, en cuanto a las reservas probadas de Gas Natural, se contabilizan al cierre del año en 195 mil 234 billones de pies cúbicos, de los cuales 37 mil 65 billones de pies cúbicos están asociados a la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), razón por la cual las arenas de la FPO son consideradas petrolíferas. Por otra parte, del total de reservas probadas de gas natural, 35 mil 82 billones de pies cúbicos están asociadas a crudo extra-pesado presente en las cuencas Oriental y Barinas-Apure. Con esta cifra, Venezuela se posiciona en el octavo lugar de los países con mayores reservas probadas de Gas Natural.³⁹

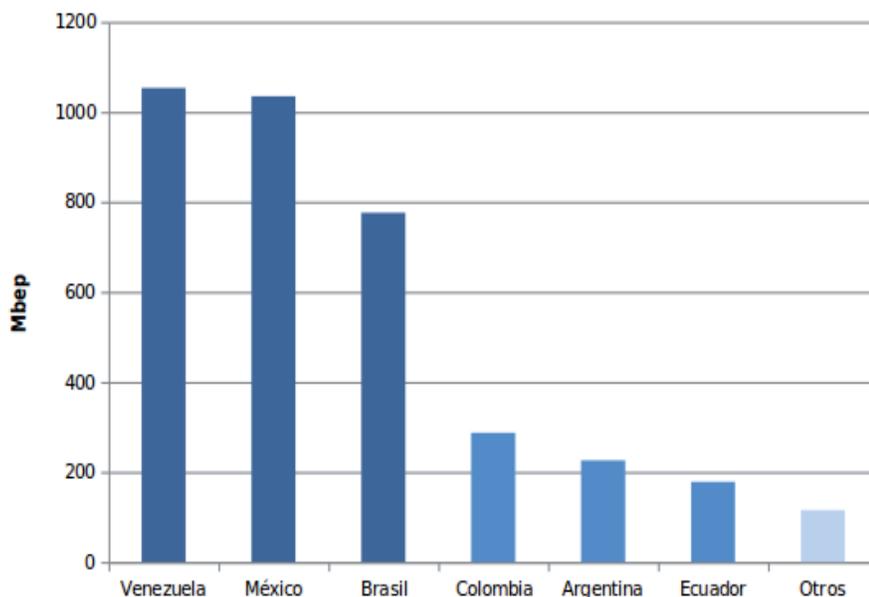
5.2.2 Producción.

La producción primaria de hidrocarburos convencionales en América Latina y el Caribe, en el año 2010 fue de 5 mil 614 millones de barriles equivalentes de petróleo, de los cuales el 65% correspondió a petróleo crudo, el 35% a gas natural.

³⁹ Informe de Gestión de PDVSA del año 2011, Recuperado desde, <http://www.pdvs.com/interface.sp/database/fichero/free/7364/1568.PDF>

La Región cuenta con 15 países productores de petróleo, de los cuales los tres más grandes son Venezuela, México y Brasil que en conjunto abarcan el 78% del total Regional. Otros tres países de mediana producción respecto a sus volúmenes son Colombia, Argentina y Ecuador con un 19% adicional, quedando cubierta la fracción restante por 9 países productores.

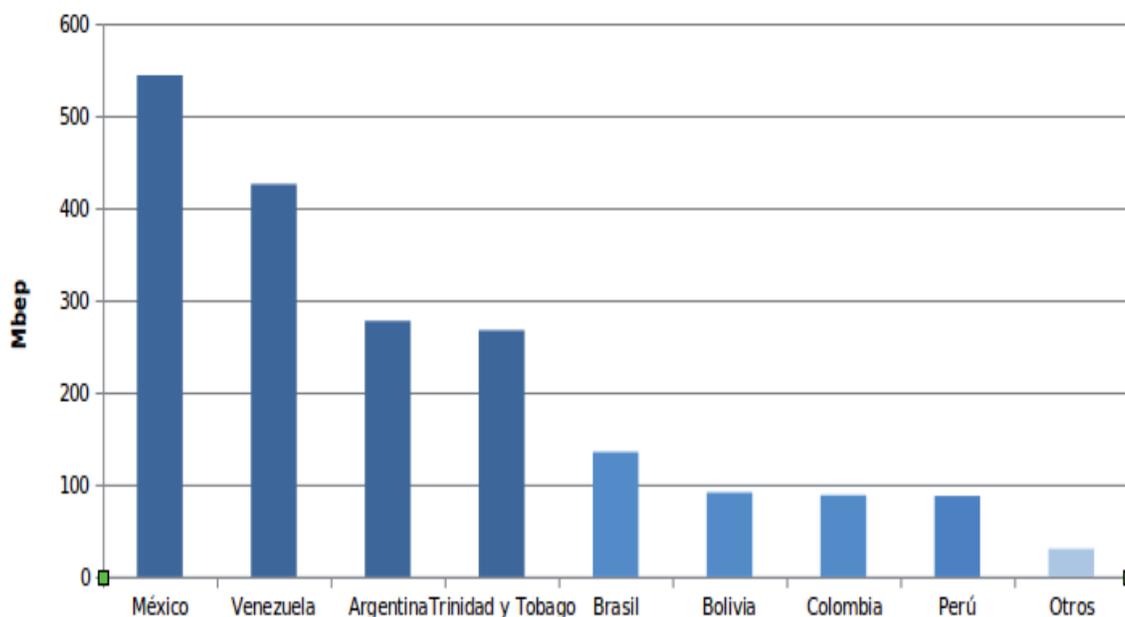
Grafica No. 22 Mayores productores regionales de petróleo año 2010.



Fuente: SIEE-OLADE, datos del año 2010.

Respecto al gas natural, los mayores productores son México, Venezuela, Argentina y Trinidad y Tobago; en un segundo término se ubican Brasil, Bolivia, Colombia y Perú; y por último, los restantes 14 países productores de la Región.

Grafica No. 23 Mayores productores regionales de gas natural año 2010.



Fuente: SIEE-OLADE, datos del año 2010.

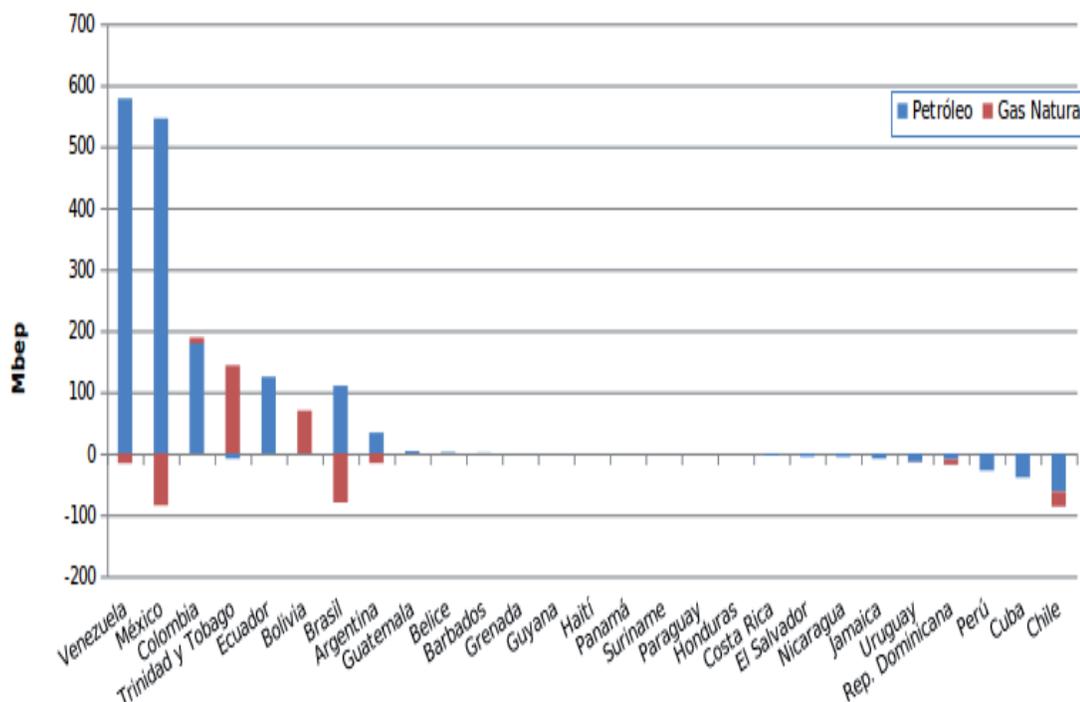
5.2.3 Importación y exportación.

Como Región, América Latina y el Caribe es exportadora neta de petróleo crudo, gracias a los altos volúmenes de exportación extra-regional de este recurso por parte de Venezuela. Respecto al gas natural, las exportaciones netas son prácticamente nulas debido a que a excepción del GNL exportado por Trinidad y Tobago fuera de la Región, los flujos internacionales de este energético son intraregionales.

Observando el panorama por países la gran mayoría de los que conforman la Región, son importadores netos de hidrocarburos convencionales, ya que muy pocos tienen la capacidad para producir, satisfacer su demanda interna y exportar el excedente. Se podría catalogar como grandes exportadores netos de hidrocarburos a Venezuela, México, Colombia, Trinidad y Tobago, Ecuador, Bolivia y Argentina.⁴⁰

⁴⁰ García Fabio, Garcés Pablo. (2012) Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales. OLADE Organización Latinoamericana de Energía, 1a ed. Recuperado desde: <http://expertosenred.olade.org/hidrocarburos/documentos/panorama-general-de-los-hidrocarburos-no-convencional>

Grafica No. 24 Exportaciones netas de hidrocarburos convencionales en ALyC.

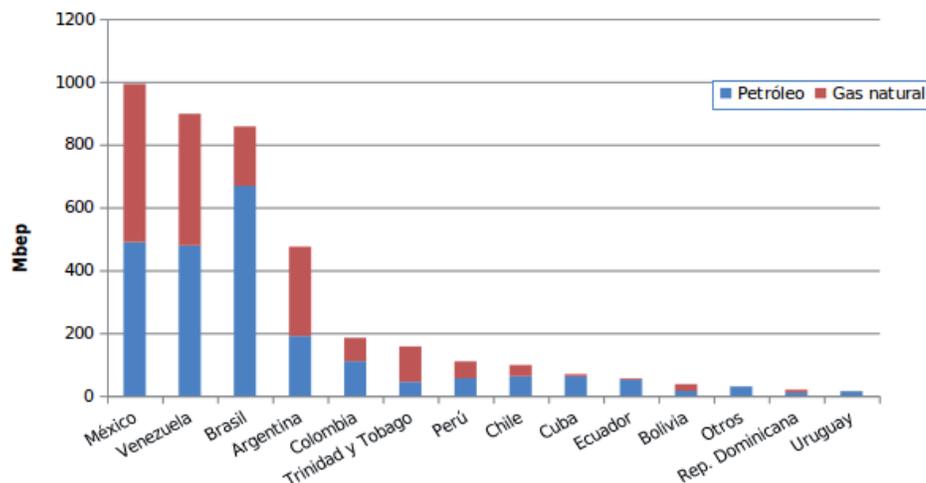


Fuente SIEE-OLADE, datos del año 2010.

5.2.4. Demanda.

La mayor demanda interna de hidrocarburos convencionales en la Región está concentrada en cuatro países: México, Venezuela, Brasil y Argentina; con una participación en conjunto del 81% de la demanda regional, que al mismo tiempo, representan el 65% de la población y el 76% del PIB regionales; asimismo cuentan con grandes capacidades de refinación, una industria petroquímica importante y también grandes parques de generación termoeléctrica. Otro grupo de demanda media los conforman Chile, Colombia, Perú y Trinidad y Tobago, con un 14 % adicional, mientras que los 19 países restantes, solamente participan con el 5% de la demanda regional.

Grafica No. 25 Demanda interna de hidrocarburos convencionales en ALyC.

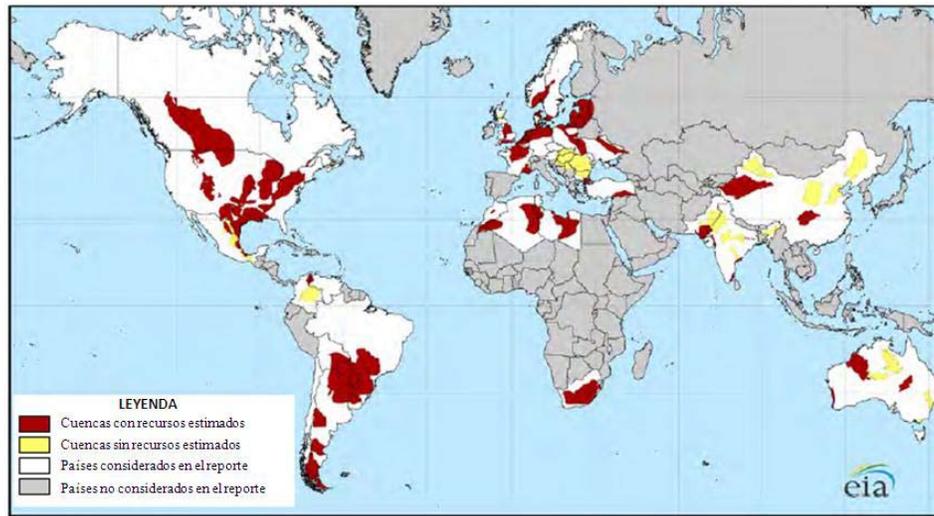


Fuente: SIEE-OLADE, datos del año 2010.

5.3 Panorama Energético y Perspectivas de los Hidrocarburos no Convencionales en el Mundo.

De acuerdo al informe publicado por la *U.S. Energy Information Administration*, de abril de 2011, se evaluaron 48 cuencas sedimentarias en 32 países y 14 regiones del mundo, estimándose un volumen *in-situ* de *shale gas* de 670 Tmc, de los cuales se cuentan como técnicamente recuperables solamente el 28% (187 Tmc), cantidad igual a las reservas mundiales probadas de gas natural convencional para el año 2010, según datos de OLADE.

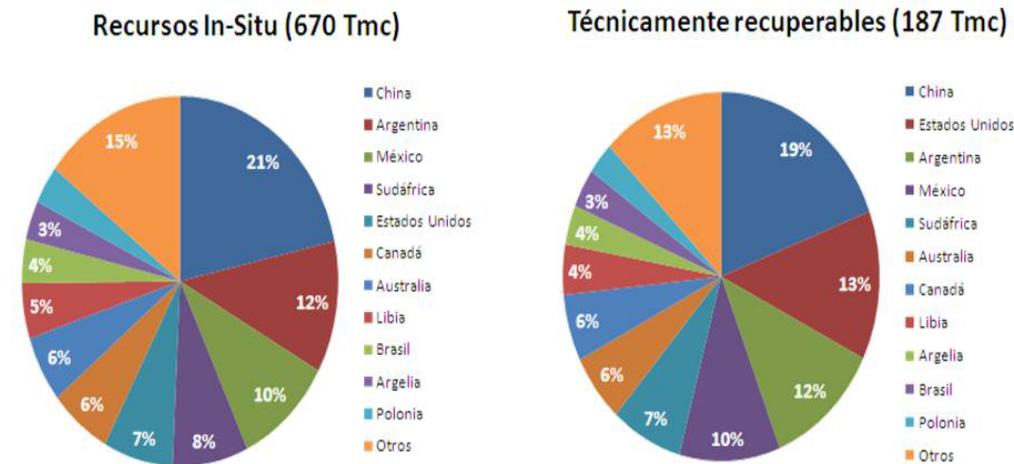
Grafica No. 26 Mapa de los 48 principales yacimientos de shale gas en 32 países.



Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA), 2011.

Respecto a los recursos estimados in-situ, se observa que 4 países concentran más del 50% del volumen del *shale gas* a nivel mundial, estos países son China (21%), Argentina (12%), México (10%) y Sudáfrica (8%), mientras que en la estructura de participación del volumen técnicamente recuperable, el 50 % del total es superado por el conjunto de China, Estados Unidos, Argentina y México.⁴¹ Como podemos ver en la siguiente grafica.

Grafica No. 27 Recursos estimados de shale gas a nivel mundial.



Fuente: SIEE-OLADE, datos del año 2010.

4.3.1 Producción.

Tres docenas de proyectos de arenas bituminosas en Alberta, Canadá, producen más petróleo que todos los pozos en el estado de Texas, más de 1.1 millones de barriles por día en 2006, lo que representa alrededor del 1.3 por ciento de la oferta mundial de petróleo - y decenas más de proyectos se proponen o están en construcción. *National Energy Board* estima que la producción podría superar los tres millones de barriles diarios en 2015, si todos los proyectos actuales y propuestos siguen adelante. El gobierno de Alberta prevé una producción de arenas bituminosas del orden de cinco millones de barriles diarios para el año 2030, que sería equivalente a una quinta parte del consumo diario de petróleo en América del Norte en 2006 (2,2 millones de barriles en Canadá, 20,5 millones de barriles en los Estados Unidos y 2.0 millones de barriles en México).

La producción de *shale gas* en Estados Unidos se inicia en 1821 cerca de Fredonia, NY, sin embargo los niveles de producción no fueron significativos hasta el año 2000. La proliferación de la actividad en este sector en la última década ha generado un incremento en la producción de *shale gas* desde 0.39 Tpc en el año 2000 a 4.87 Tpc en 2010, lo que representa una tasa de crecimiento promedio anual del 27.8%. Estos niveles de producción de *shale gas* corresponden al 23 % de la producción de gas seco en este país.⁴²

4.3.2. Hidrocarburos no Convencionales en América Latina y El Caribe.

La Región de América Latina y el Caribe, se caracteriza por ser muy rica en recursos energéticos tanto fósiles como renovables, siendo como Región, energéticamente autosuficiente y netamente exportadora. Sin embargo, estos recursos, principalmente los fósiles, son completamente asimétricos respecto a su distribución geográfica, concentrándose en muy pocos países y haciendo que el mayor número de países sean energéticamente dependientes de las importaciones.

Dado que el desarrollo económico e industrial de los países de la Región de América Latina y el Caribe está y estará por mucho tiempo más soportado en la disponibilidad de combustibles fósiles y que los altos precios internacionales de estos combustibles para la importación impactan de manera importante sobre las economías, muchos países han dirigido su atención hacia la explotación de hidrocarburos no convencionales, tomando en cuenta los importantes volúmenes estimados de estos recursos en la Región.

⁴¹ El volumen *in-situ* de *shale gas* para Estados Unidos se estimó añadiendo al volumen técnicamente recuperable, el valor de las reservas no probadas de este recurso reportado por la EIA.

⁴² García Fabio, Garcés Pablo. (2012) Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales. OLADE Organización Latinoamericana de Energía, 1a ed. Recuperado desde:

<http://expertosenred.olade.org/hidrocarburos/documentos/panorama-general-de-los-hidrocarburos-no-convencional>

Tabla No. 2 Volúmenes estimados de Shale Gas en cuencas de América Latina y El Caribe.

País	Recurso in-situ (Tmc)	Recurso técnicamente recuperable (Tmc)
Argentina	77.2	21.9
México	66.8	19.2
Brasil	25.6	6.4
Chile	8.1	1.8
Paraguay	7.0	1.8
Bolivia	5.4	1.4
Uruguay	2.3	0.6
Colombia	2.2	0.5
Venezuela	1.2	0.3

Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA), 2010.

5.4 Hidrocarburos no Convencionales en Colombia.

En Colombia uno de los objetivos estratégicos principales del Ministerio de Minas y Energía, es garantizar el suministro de hidrocarburos y electricidad en el país, es por esta razón que se incentiva la exploración y producción de hidrocarburos, se amplía o construye la infraestructura necesaria y se crean los marcos jurídicos e institucionales requeridos.

5.4.1 Contratos y Actividad Exploratoria (Sísmica y Pozos)

Desde su creación hasta diciembre de 2012, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) ha firmado 349 contratos E&P (Exploración y Producción de Hidrocarburos), de estos se encuentran vigentes en periodo exploratorio 291 contratos; 58 han sido terminados o renunciados, de los cuales nueve fueron durante 2012.

En el año 2012, sobresale la inversión aproximada de US\$ 784 millones en razón de los compromisos exploratorios en los contratos E&P. Dicha inversión se representó en adquisición e interpretación de sísmica, la perforación de pozos exploratorios A3 (*Pozo descubridor: Es un pozo cuyo propósito es determinar si existen depósitos de gas o petróleo en un área desconocida*), A2 (*Determina espesor del yacimiento: Pozo que se*

perfora para determinar la profundidad de los intervalos productores), perforación de pozos estratigráficos y los estudios geológicos en los bloques contratados.⁴³

El total de pozos exploratorios (A3, A2) perforados en el 2012 fue de 131, cinco más con respecto a los 126 perforados durante el 2011 y en lo corrido del año 2013 se han perforado un total de 51 pozos. En cuanto a la sísmica 2D equivalente se adquirieron 12.072 km, de los cuales 10.578 km fueron ejecutados en programas sísmicos ‘Onshore’ (en tierra) y 1.494 km se ejecutaron en programas ‘Offshore’ (costa afuera); para el año 2013 con corte a mayo 31 se han adquirido 11.686 km de sísmica 2D equivalente.⁴⁴

5.4.1.1 Convenios E&P (Exploración y Producción)

Actualmente se encuentran vigentes en periodo exploratorio cinco convenios y hay dos en etapa de producción. De los compromisos contractuales de los convenios E&P, para el 2012, se perforó un pozo exploratorio (A3) y se adquirió un total de 340,50 km de sísmica 2D equivalente. El total de la inversión por estos conceptos alcanzó una cifra aproximada a los US\$ 16,4 millones.

⁴³ Álvarez Uriel, (2012), *LUAB Perforar un pozo*, Recuperado desde: es.scribd.com/doc/63828938/LUAB-Perforar-Un-Pozo

⁴⁴ Ministerio de Minas y Energías (2013) Hidrocarburos, *Memorias al Congreso de la República 2012 – 2013*, Recuperado desde: http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Memorias/Memorias_2013/2-Hidrocarburos.pdf

5.4.1.2 Contratos de Evaluación Técnica – TEAs

Desde su creación, la ANH ha suscrito 97 contratos de Evaluación Técnica (TEAs). A la fecha, se encuentran vigentes 24 contratos, de los cuales ocho corresponden a contratos TEAs firmados en la Ronda Colombia 2012.

Respecto al cumplimiento de compromisos exploratorios, se destaca que durante el 2012 la actividad exploratoria ejecutada en los contratos TEAs fue de 4.443 km 2D equivalentes, con una inversión aproximada de US\$ 92 millones, representados en el siguiente cuadro:

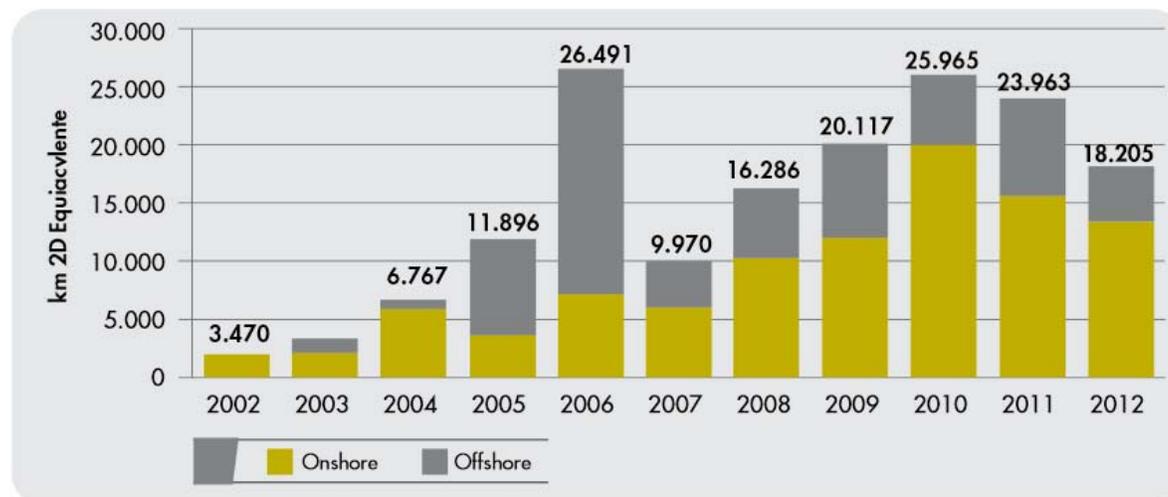
Tabla No. 3 Sísmica 2D Equivalente, ejecutada en los Contratos de evaluación Técnica.

TIPO	SÍSMICA 3D (KM)	SÍSMICA 2D (KM)
Off Shore	-	2.240,25
On Shore	2.181,98	21,01
Total	2.181,98	2.261,26

* Los datos están dados en sísmica equivalente 2D

Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la exploración

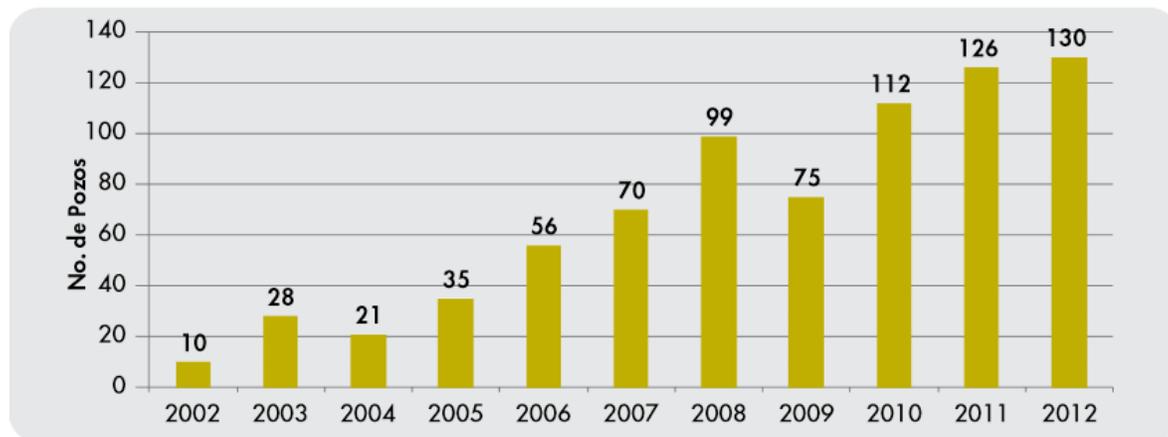
Grafica No. 28 Resultados Exploratorios Actividad Sísmica en Colombia 2002/2012.



* El valor de la sísmica incluye los programas sísmicos ejecutados por la ANH correspondientes a 1.349 km equivalentes.

Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la exploración - ANH

Grafica No. 29 Numero de Pozos Perforados 2002/2012



Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la exploración - ANH

5.4.2 Reservas de Crudo y Gas Natural.

En concordancia con lo establecido mediante el acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008, el primero de abril del 2013 las compañías operadoras productoras entregaron a la ANH el informe de recursos y reservas con corte al 31 de diciembre de 2012. Dicha información se verificó, revisó y consolidó por campo.

Respecto a las reservas probadas remanentes totales de petróleo del país, con corte a 31 de diciembre de 2012, se presentó un aumento en 118 millones de barriles respecto a la reserva del año 2011, esto es 2.377 millones de barriles para el año 2012. Este aumento obedeció a reevaluaciones, nuevos descubrimientos y adición de nuevas reservas certificadas. Vale la pena resaltar que durante el 2012 se produjeron aproximadamente 344,6 millones de barriles de petróleo.

A 31 de diciembre de 2012, las reservas remanentes totales de gas natural (probadas, no probadas y consumo en operación) se incrementaron en 378 Gpc respecto a lo reportado en el año anterior, para un total de 7.008 Giga pies cúbicos.⁴⁵

En las siguientes tablas, se muestran las reservas probadas de petróleo y gas, como también la incorporación histórica a 31 de diciembre de cada año.

⁴⁵ Ministerio de Minas y Energías (2013) Hidrocarburos, *Memorias al Congreso de la República 2012 – 2013*, Recuperado desde: http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Memorias/Memorias_2013/2-Hidrocarburos.pdf

Tabla No. 4 Reservas probadas de Petróleo en Colombia.

AÑO	Crudo (millones de barriles)			RELACIÓN R/P (Años)
	RESERVAS PROBADAS (Mb/s)	PRODUCCIÓN ANUAL (Mb/s)	INCORPORACIÓN ANUAL (Mb/s)	
2000	1.972	251	-68	7,9
2001	1.842	221	91	8,3
2002	1.632	211	1	7,7
2003	1.542	198	108	7,8
2004	1.478	193	128	7,7
2005	1.453	192	167	7,6
2006	1.510	193	250	7,8
2007	1.358	194	42	7,0
2008	1.668	215	524	7,8
2009	1.988	245	565	8,1
2010	2.058	287	357	7,2
2011	2.259	334	535	6,8
2012	2.377	345	463	6,9

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones - ANH

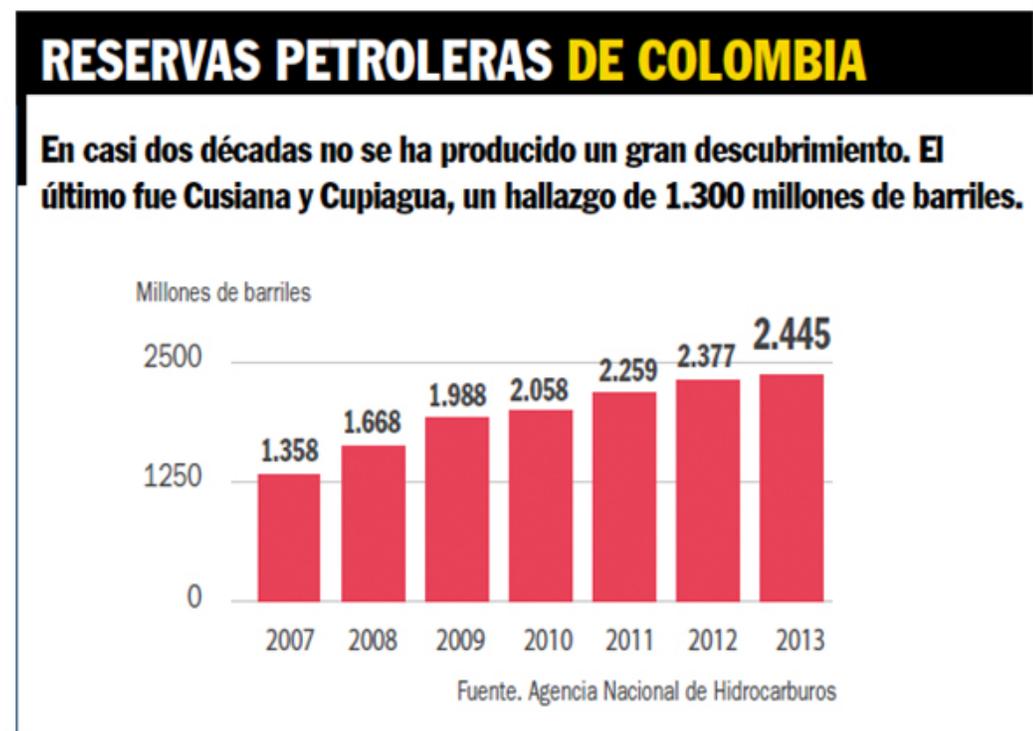
Tabla No. 5 Reservas probadas de Gas en Colombia.

AÑO	Gas (Giga pies cúbicos)			RELACIÓN R/P (Años)
	RESERVAS (Gpc)	PRODUCCIÓN ANUAL (Gpc)	INCORPORACIÓN ANUAL (Gpc)	
2000	6.188	210	-243	29,5
2001	7.489	218	1.519	34,4
2002	7.187	220	-82	32,7
2003	6.688	211	-288	31,7
2004	7.212	224	748	32,2
2005	7.527	236	552	31,9
2006	7.349	248	70	29,6
2007	7.084	266	2	26,6
2008	7.277	319	512	22,8
2009	8.460	371	1.554	22,8
2010	7.058	398	-1.004	17,7
2011	6.630	387	-41	17,1
2012	7.008	422	800	16,6

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones - ANH

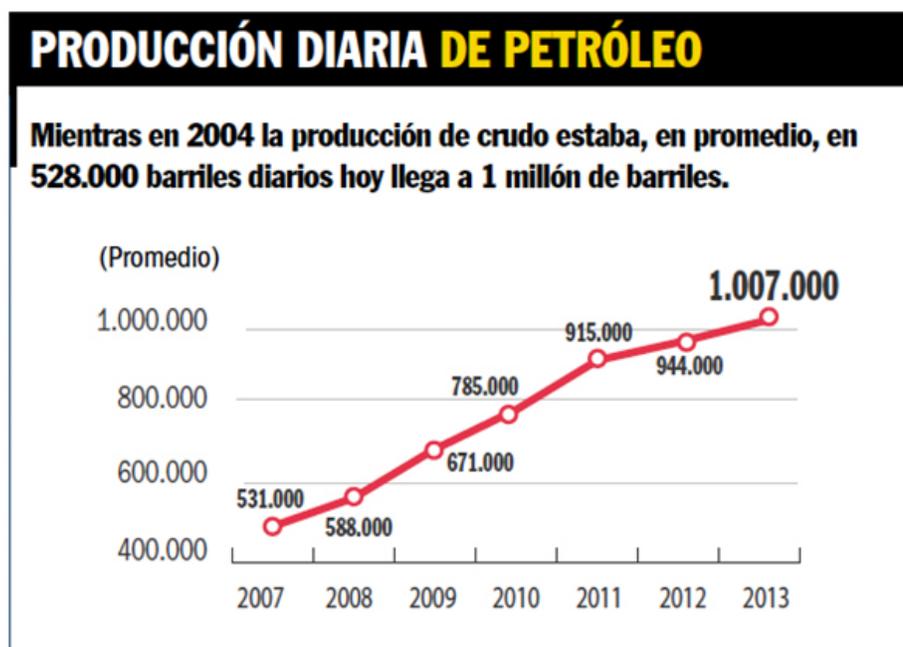
Teniendo en cuenta los datos anteriores, a principios del presente año, el ministro de minas y Energía, Amylkar Acosta, anunció que Colombia tiene reservas de petróleo solo para 6,6 años. Lo cual implica que, ya no son los siete años de autosuficiencia que se mantuvieron durante mucho tiempo, y también que de no tomar las medidas necesarias para mitigar esta tendencia, se acerca el día en que el país se puede convertir en un importador de hidrocarburos; Aunque el gobierno insiste en que los últimos siete años el incremento en las reservas ha sido de más del 80 por ciento, hoy están en 2.447 millones de barriles, este inventario se está agotando a mayor velocidad.⁴⁶

Grafica No. 30 Reservas Petroleras de Colombia.



⁴⁶ Revista semana. (2014) "la Carrera para conseguir mas petróleo". Recuperado desde: <http://www.semana.com/economia/articulo/colombia-esta-en-una-carrera-por-encontrar-nuevos-recursos-energeticos/389266-3>

Grafica No. 31 Producción diaria de Petróleo en Colombia.



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

5.4.3 Producción de Crudo y Gas Natural.

La producción de petróleo se incrementó por sexto año consecutivo al llegar a 944.041 barriles promedio día durante 2012, 28.778 barriles de petróleo por día más que el año anterior. Esto se debe al esfuerzo de la industria en incorporar y desarrollar nuevas reservas en los campos, así como los altos precios del barril de petróleo. Por su parte, la producción promedio diaria del país fue de 1.013.261 barriles en mayo de 2013.

La producción de gas en el país para el año 2012 fue de 1.155 millones de pies cúbicos día, 95 millones de pies cúbicos día superior a la reportada en el año 2011. Lo anterior se debe al desarrollo de los nuevos campos y las ampliaciones de las facilidades de entrega.

Los resultados de la producción de Ecopetrol S.A., que incluye crudo y gas, fue de 702.000 barriles de petróleo equivalente diarios (bped) en el 2012 (591.000 barriles de petróleo diarios (bpd) de crudo y 111.000 bped de gas), lo que representó un crecimiento del 5% frente al resultado alcanzado en el año 2011 de 670.000 bped (570.000 bpd de crudo y 100.000 bped de gas). La producción promedio directa de Ecopetrol S.A. en los primeros cinco meses del año 2013 fue de 743.000 bped (618.000 bpd de crudo y 125.000 bped de gas).

Durante el año 2012, el crudo pesado representó el 51% de la producción total de crudo, en donde la producción de crudos pesados de Ecopetrol S.A. fue de 303.600 bpd, con un aumento del 9,1% en comparación con el año 2011, cuando se alcanzó 278.300 bpd.⁴⁷

5.4.3 Producción de Crudo y Gas Natural.

La producción de petróleo se incrementó por sexto año consecutivo al llegar a 944.041 barriles promedio día durante 2012, 28.778 barriles de petróleo por día más que el año anterior. Esto se debe al esfuerzo de la industria en incorporar y desarrollar nuevas reservas en los campos, así como los altos precios del barril de petróleo. Por su parte, la producción promedio diaria del país fue de 1.013.261 barriles en mayo de 2013.

La producción de gas en el país para el año 2012 fue de 1.155 millones de pies cúbicos día, 95 millones de pies cúbicos día superior a la reportada en el año 2011. Lo anterior se debe al desarrollo de los nuevos campos y las ampliaciones de las facilidades de entrega.

Los resultados de la producción de Ecopetrol S.A., que incluye crudo y gas, fue de 702.000 barriles de petróleo equivalente diarios (bped) en el 2012 (591.000 barriles de petróleo diarios (bpd) de crudo y 111.000 bped de gas), lo que representó un crecimiento del 5% frente al resultado alcanzado en el año 2011 de 670.000 bped (570.000 bpd de crudo y 100.000 bped de gas). La producción promedio directa de Ecopetrol S.A. en los primeros cinco meses del año 2013 fue de 743.000 bped (618.000 bpd de crudo y 125.000 bped de gas).

Durante el año 2012, el crudo pesado representó el 51% de la producción total de crudo, en donde la producción de crudos pesados de Ecopetrol S.A. fue de 303.600 bpd, con un aumento del 9,1% en comparación con el año 2011, cuando se alcanzó 278.300 bpd.⁴⁸

5.4.3 Producción de Crudo y Gas Natural.

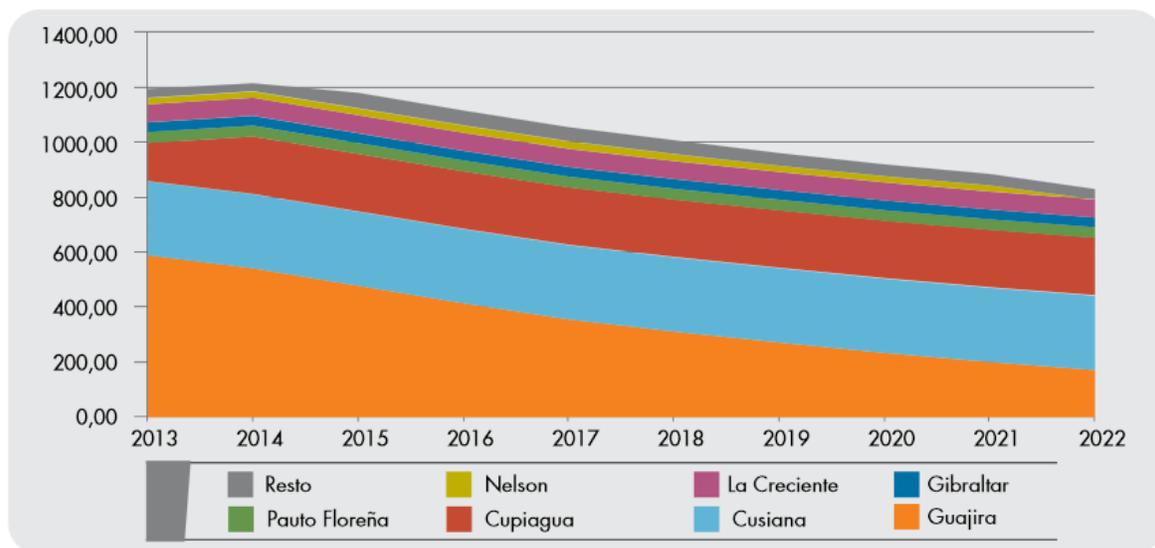
⁴⁷ Ministerio de Minas y Energías (2013) Hidrocarburos, *Memorias al Congreso de la República 2012 – 2013*, Recuperado desde: http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Memorias/Memorias_2013/2-Hidrocarburos.pdf

⁴⁸ Ministerio de Minas y Energías (2013) Hidrocarburos, *Memorias al Congreso de la República 2012 – 2013*, Recuperado desde: http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Memorias/Memorias_2013/2-Hidrocarburos.pdf

La producción de petróleo se incrementó por sexto año consecutivo al llegar a 944.041 barriles promedio día durante 2012, 28.778 barriles de petróleo por día más que el año anterior. Esto se debe al esfuerzo de la industria en incorporar y desarrollar nuevas reservas en los campos, así como los altos precios del barril de petróleo. Por su parte, la producción promedio diaria del país fue de 1.013.261 barriles en mayo de 2013.

La producción de gas en el país para el año 2012 fue de 1.155 millones de pies cúbicos día, 95 millones de pies cúbicos día superior a la reportada en el año 2011. Lo anterior se debe al desarrollo de los nuevos campos y las ampliaciones de las facilidades de entrega.

Grafica No. 32 Potencial de Producción de Gas Natural 2013.



Fuente: Productores y productores-comercializadores de gas natural. Resolución 0072256 de 2013

Los resultados de la producción de Ecopetrol S.A., que incluye crudo y gas, fue de 702.000 barriles de petróleo equivalente diarios (bped) en el 2012 (591.000 barriles de petróleo diarios (bpd) de crudo y 111.000 bped de gas), lo que representó un crecimiento del 5% frente al resultado alcanzado en el año 2011 de 670.000 bped (570.000 bpd de crudo y 100.000 bped de gas). La producción promedio directa de Ecopetrol S.A. en los primeros cinco meses del año 2013 fue de 743.000 bped (618.000 bpd de crudo y 125.000 bped de gas).

Durante el año 2012, el crudo pesado representó el 51% de la producción total de crudo, en donde la producción de crudos pesados de Ecopetrol S.A. fue de 303.600 bpd, con un aumento del 9,1% en comparación con el año 2011, cuando se alcanzó 278.300 bpd.⁴⁹

- De 2013 a 2022, la declaración del campo La Creciente es menor (15 MPCD).
- Desde 2015 hay un incremento debido a que los campos menores Mamey y Bonga estiman potenciales de producción de 15,8 y 13,8 millones de pies cúbicos por día (MPCD).

5.4.5 Panorama de Hidrocarburos no Convencionales y Ronda Colombia 2014.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) lanzó la Ronda Colombia 2014, un programa por medio del cual ofertará 98 bloques exploratorios que cubren 18 millones de hectáreas. Se espera recibir una inversión adicional en el sector por 2.600 millones de dólares con la participación de empresas nacionales y extranjeras. El próximo 23 de julio las compañías nacionales y extranjeras decidirán a qué proyectos se apuntan. Hasta el momento, 46 empresas solicitaron información de los bloques ofertados. Hay interés de grandes petroleras como Shell, Total, Mansarovar, Marathon, Anadarko y Petrogal, Statoil, entre otras.

Si bien cerca de la mitad de los bloques ofertados corresponde a hidrocarburos convencionales, a diferencia de las rondas anteriores, la gran apuesta está en el petróleo y el gas no convencional (shale oil y shale gas). Los no convencionales son los que están a mayores profundidades, atrapados en rocas de esquisto y que requieren cuantiosas inversiones y tecnologías de punta. Del total de bloques que se ofertarán, 18 corresponden a esta categoría. Se encuentran en el Magdalena Medio, Llanos Orientales, Catatumbo y los departamentos de Cesar y Putumayo. Compañías petroleras como Ecopetrol, ExxonMobil y Shell, son las más interesadas en estos yacimientos.

La exploración de estos hidrocarburos viene precedida de una gran polémica por el posible impacto negativo en el medio ambiente, a raíz de algunos hechos desafortunados ocurridos en Estados Unidos, el principal productor de shale gas. Sin embargo, en ese país ha

⁴⁹ Ministerio de Minas y Energías (2013) Hidrocarburos, *Memorias al Congreso de la República 2012 – 2013*, Recuperado desde: http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Memorias/Memorias_2013/2-Hidrocarburos.pdf

provocado una verdadera revolución en el sector energético. Estados Unidos pasó de importador a exportador de gas. Actualmente cerca del 40 por ciento de la producción de gas en esta nación corresponde al shale.⁵⁰

En los planes de abastecimiento energético al mediano y largo plazo, tienen un papel preponderante los hidrocarburos no convencionales, debido a su gran potencial que ha podido ser identificado mediante estudios recientes, como se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla No. 6 Volúmenes esperados de hidrocarburos no convencionales en Colombia.

Producto	Volúmen	Tipo
Gas asociado a carbón (CBM)	7.5 Tpc	Gas recuperable
Arenas bituminosas (<i>Tar Sands</i>)	20-40 Gbep	Petróleo recuperable
Gas asociado a esquistos (<i>Shale Gas</i>)	32 Tpc	Gas recuperable
Petróleo asociado a esquistos (<i>Shale Oil</i>)	14 Gbep	Petróleo recuperable
Gas comprimido (<i>Tight Gas</i>)	1.2 Tpc	Recurso <i>in-situ</i>
Gas en hidratos (<i>Gas Hidrate</i>)	400 Tpc	Recurso <i>in-situ</i>

Fuente: Carlos Alberto Vargaz, Revista Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, 2009

El descubrimiento de Petróleo y Gas No Convencional ha abierto magnificas nuevas oportunidades de desarrollo para los productores Colombianos de petróleo convencional, productores internacionales de petróleo y gas no convencional y para los inversores mundiales de la industria del petróleo. La prospectiva de las cuencas Colombianas muestran grandes volúmenes de reservas no convencionales recuperables, como por ejemplo en el Valle Medio del Magdalena y Cordillera. Estos descubrimientos se han visto beneficiados con la concesión por parte del Gobierno de licencias de exploración no convencionales y sistemas favorables de regalías. Esto indica que no pasará mucho tiempo antes de que Colombia sea un componente fijo y posiblemente un líder en el mapa internacional de recursos no convencionales.⁵¹

⁵⁰ Revista semana. (2014) "la Carrera para conseguir mas petróleo". Recuperado desde: <http://www.semana.com/economia/articulo/colombia-esta-en-una-carrera-por-encontrar-nuevos-recursos-energeticos/389266-3>

⁵¹ Vargaz Carlos Alberto, (2009) Revista Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Volúmenes esperados de hidrocarburos no convencionales en Colombia Físicas y Naturales, Recuperado desde: <http://www.olade.org/sites/default/files/publicaciones/Documento%20Tecnico%20nueva%20portada.pdf>

Las perspectivas geológicas son prometedoras a nivel comercial, pero como en todos los países con un auge de los recursos no convencionales, se deben abordar cuestiones clave antes de que estos yacimientos puedan ser explotados económicamente. Para asegurar que Colombia pueda igualar el éxito del desarrollo del Shale en Argentina y, con el tiempo, América del Norte, temas como las regulaciones para la fractura, los permisos sobre el medioambiente, la seguridad en los yacimientos y cómo ganar el apoyo público requieren una estrategia clara no solo de los operadores, sino también de los organismos gubernamentales, que incluyen Ministerio de Minas, ANLA (Autoridad Nacional De Licencias Ambientales) y ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos).

Además, el éxito comercial de los yacimientos depende también de la capacidad de los productores para contar con los recursos económicos para obtener la infraestructura necesaria de servicios para el desarrollo de los no convencionales, tales como equipos para la perforación y fractura hidráulica. Para esto, se necesita desarrollar con urgencia estrategias en la cadena de suministros de equipos para la perforación no convencional y la finalización de pozos. A esto deben sumarse los desafíos que supone el desarrollo de los no convencionales en temas clave como permisos, transporte, almacenamiento, tratamiento y regulaciones del agua; se ve claramente que quienes ya operan los no convencionalmente fuera del país y convencionalmente dentro del país necesitan las mejores prácticas internacionales e instrucción sobre la reglamentación antes de poder realizar una evaluación económica realista de los yacimientos.

5.4.6 Adelantos en Materia Normativa.

A nivel normativo a finales de Marzo de 2014, la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) dio un primer paso en materia normativa, al expedirse el Acuerdo no 03 de Marzo 26 de 2014, que se refiere a la contratación para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales y por medio del cual se adiciona a la normativa existente, parámetros y normas aplicables para el desarrollo de los no convencionales y disposiciones complementarias cuando se trate de hidrocarburos no convencionales. Tales como un Contrato adicional que se da con el fin de incorporar estipulaciones especiales correspondientes a la exploración y producción de no convencionales, a los términos particulares que lo desarrollan; al periodo de exploración que en este caso puede ser por un lapso hasta de 9 años, dividido en un máximo de 3 fases con duración estimada de 36 meses cada una. Otro punto importante en este sentido es que si hay un programa exploratorio convencional anterior puede coexistir con este nuevo programa de no convencionales o este puede reemplazar el programa inicial. Así mismo regula la fecha efectiva definiéndola como el día de calendario inmediatamente siguiente a la terminación de la denominada fase 0. También hace referencia al periodo de producción que en este

caso será de 30 años mas eventuales prorrogas, contados desde la fecha en la que se reciba por parte del contratista la declaración de comerciabilidad.⁵²

Así mismo el acuerdo trae a colación el tema de las condiciones de capacidad económico financiera para desarrollar yacimientos no convencionales, donde el contratista debe acreditar que el promedio del patrimonio neto de los 3 últimos ejercicios fiscales es igual o superior a 200 Millones de Dólares americanos, por área. También trata la cuestión de las condiciones de capacidad técnico operacional para el desarrollo de yacimientos no convencionales, en términos de niveles de producción mínima operada de veinte mil barriles (20.000 BPED) de petróleo equivalentes por día y volúmenes de reservas probadas propias no inferiores a cincuenta millones de barriles de petróleo equivalentes (50MBPE).⁵³

Así mismo menciona varios requisitos que deben tener los contratistas para el desarrollo de yacimientos no convencionales, deberá acreditar la capacidad jurídica, capacidad medioambiental que hace referencia a que hayan puesto en ejecución sistemas de gestión ambiental para el seguimiento y la mediación de las operaciones, y para el desarrollo de actividades que puedan tener impacto en el ambiente y los recursos naturales, también deberá contar con la acreditación en materia de responsabilidad social empresarial, que hace referencia a la ejecución y puesta en marcha de normas, practicas y metas corporativas precisas de responsabilidad social empresarial.

También contempla el tema de la responsabilidad dejando en claro que cuando el contrato adicional sea celebrado por un contratista plural diferente al del contrato inicial, no se predica solidaridad entre ellos respecto de las prestaciones, obligaciones y compromisos correspondientes exclusivamente al negocio jurídico del que cada uno sea parte. Por el contrario uno y otro contratistas responderán de manera solidaria por el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de aquellas obligaciones, compromisos o prestaciones específicos que puedan predicarse de ambos contratistas por ser comunes y aplicables tanto al desarrollo de yacimientos convencionales como de no convencionales.

⁵² Agencia Nacional de Hidrocarburos (2014) *Acuerdo no 03 de Marzo 26 de 2014, contratación para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales*. Recuperado desde:

<http://www.anh.gov.co/Documents/Noticias%20ANH/Acuerdo%2003%20de%202014%20Reglamento%20Contratacion%20No%20Convencionales.pdf>

⁵³ Agencia Nacional de Hidrocarburos (2014) *Acuerdo no 03 de Marzo 26 de 2014, contratación para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales*. Recuperado desde:

<http://www.anh.gov.co/Documents/Noticias%20ANH/Acuerdo%2003%20de%202014%20Reglamento%20Contratacion%20No%20Convencionales.pdf>

Una parte relevante que es necesario mencionar es la de los términos económicos especiales que prevé este acuerdo ya que además de las regalías a favor del estado determinadas conforme a la constitución, la ley el contrato respectivo, así como de todos aquellos derechos a favor de la ANH que corresponda pagar al contratista por el uso del suelo en áreas asignadas en exploración, en evaluación y/o en producción y de los aportes para formación, fortalecimiento institucional y transferencia de tecnología, por concepto de la producción de Hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales. Que se debe liquidar anualmente sobre la superficie remanente que es materia del contrato, de esta manera si se trata de contratistas distintos, se distribuirá entre ellos en las porciones que los mismos acuerden, y, a falta de consenso, en partes iguales.

También se habla de una participación en la producción en dinero o en especie a elección de la ANH, equivalente al 1 % de la producción neta una vez descontadas las regalías, para adicionales de contratos asignados en forma directa por la ANH. Para los contratos anteriores será de la producción pactada para los hidrocarburos provenientes de yacimientos convencionales.

Además se usa la herramienta de un seguro de responsabilidad civil extracontractual cuyo monto estará a cargo del contratista y que para la ejecución de actividades de explotación de yacimientos no convencionales será de 30 millones de dólares estadounidenses del año 2012 y su vigencia por periodos de 18 meses, después de cada periodo el valor tendrá un ajuste con el porcentaje de variación de índice de precios al productor, publicado por el departamento del Trabajo de estados unidos.

Así mismo otro punto importante que trae este acuerdo son las condiciones para las actividades de explotación de hidrocarburos en Yacimientos No convencionales tanto técnicas que son establecidas por el ministerio de minas y Energía. Y también condiciones que ambientales dadas por las normas en materia de protección, conservación, sustitución o restauración del medio ambiente y de los recursos naturales, adoptadas por las autoridades competentes para esos efectos. Cualquier porción del área asignada que corresponda total o parcialmente a zonas reservadas, excluidas, protegidas o restringidas, delimitadas geográficamente por la autoridad competente, comporta para el contratista el compromiso irrevocable de respetar su integridad las prohibiciones, condiciones y/o reglas que estén sometidas o se sometan dichas zonas, superficies o extensiones, así como de cumplir las obligaciones y requisitos derivados de tal condición con arreglo al régimen jurídico y al respectivo contrato.⁵⁴

⁵⁴ Agencia Nacional de Hidrocarburos (2014) *Acuerdo no 03 de Marzo 26 de 2014, contratación para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales*. Recuperado desde:



El director de la ANH, Javier Betancourt, anunció en el Congreso Internacional de Minería y Petróleo, realizado en Cartagena, que, en un escenario base, Colombia es el tercer país de Suramérica, después de Argentina y Brasil, con el mayor potencial de yacimientos de 'shale' gas y 'shale' oil y tiene el potencial de agregar más de 10.000 millones de barriles de crudo en los próximos 20 años con estos nuevos descubrimientos. Siendo más optimista, el país podría incorporar más del doble de estas reservas. En gas también se duplicarían las reservas que pasarían de cinco a 11 tera pies cúbicos.⁵⁵

6. RECURSOS Y RESERVAS.

Se han usado distintos sistemas para clasificar las reservas de petróleo y de gas desde el desarrollo inicial de la industria en el siglo XIX. Sin embargo, las definiciones más usadas provienen del Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo de los EEUU (SPE por su sigla en inglés).⁵⁶

Los cálculos de reservas tienen una gran influencia en la valoración para las empresas de exploración y producción. Todas las reservas son cálculos de yacimientos subterráneos que no pueden ser examinados físicamente y que siempre involucran un grado de incertidumbre. Sin embargo, tales sistemas son importantes debido a que crean un 'lenguaje universal' de términos y definiciones claras dando lugar a estimaciones de reservas fidedignas y fácilmente comparables para inversionistas, autoridades, reguladoras, gobiernos y consumidores.⁵⁷ Sin embargo, cabe anotar que en los distintos países del mundo, las agencias gubernamentales y las organizaciones usan definiciones ligeramente diferentes.

Grafica No. 33 Sistema de clasificación de Recursos

http://www.anh.gov.co/Documents/Noticias%20ANH/Acuordo%2003%20de%202014_Reglamento%20Contratacion%20No%20Convencionales.pdf

⁵⁵ *Re vista semana.* (2014) "la Carrera para conseguir mas petróleo". Recuperado desde:

<http://www.semana.com/economia/articulo/colombia-esta-en-una-carrera-por-encontrar-nuevos-recursos-energeticos/389266-3>

⁵⁶ *Society of Petroleum Engineers.* (2012) "[Petroleum Reserves & Resources Definitions](http://www.spe.org/industry/reserves.php)". Recuperado desde:

<http://www.spe.org/industry/reserves.php>

⁵⁷ *Society of Petroleum EngineerS.* (2012) "[SPE Petroleum Resources Management System Guide for Non-Technical Users](http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_guide_non_tech.pdf)". Recuperado desde: http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_guide_non_tech.pdf



TOTAL DE PETRÓLEO INICIALMENTE IN SITU	PETRÓLEO DESCUBIERTO IN SITU MAS PETRÓLEO PRODUCIDO	COMERCIAL	PETRÓLEO YA PRODUCIDO		
		NO COMERCIAL	PROBADAS	RESERVAS PROBADAS MAS PROBABLES	PROBADAS MAS PROBABLES MAS POSIBLES
	PETRÓLEO NO DESCUBIERTO	ESTIMACIÓN BAJA	RECURSOS CONTINGENTES MEJOR ESTIMACIÓN	ESTIMACIÓN ALTA	NO RECUPERABLES
		ESTIMACIÓN BAJA	RECURSOS PROSPECTIVOS MEJOR ESTIMACIÓN	ESTIMACIÓN ALTA	

Fuente: Definiciones del SPE, WPC y AAPG.

6.1. Reservas.

Según las Directrices de la SPE, las ‘reservas’ son una subcategoría de los ‘recursos naturales’ de un país, que representa aquella parte de los recursos que es comercialmente recuperable y ha sido justificada por el desarrollo. Se puede dividir las reservas en 3 categorías que dependen de la certeza de recuperarlas.⁵⁸

6.1.1. Reservas Probadas.

La categoría más valiosa de las reservas es la de ‘las reservas probadas’. Las reservas probadas pueden ser estimadas con una ‘certeza razonable’ de ser recuperadas, lo que significa un alto nivel de confianza que las cantidades serán recuperadas. Para ser seguras, hay que tratar todos los aspectos comerciales de las reservas. Son las cuestiones técnicas las que separan las categorías probadas de las no probadas.

Se emplea frecuentemente el término 1P para describir las reservas probadas. BP publica un Reporte Estadístico anual que detalla las reservas probadas de 50 países productores⁵⁹

⁵⁸ Society of Petroleum Engineers. (2012) "[SPE Petroleum Resources Management System Guide for Non-Technical Users](http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_guide_non_tech.pdf)". Recuperado desde: http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_guide_non_tech.pdf

⁵⁹ Society of Petroleum Engineers. (2013) "BP Statistical Review 2013" Recuperado desde: <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy-2013.html>

6.1.2. Reservas Probables y Posibles.

Las reservas ‘probables’ y ‘posibles’ son reservas de menor categoría, que a menudo se combinan para formar la categoría ‘reservas no probadas’, y cuentan con niveles de certeza técnica decrecientes. Las reservas probables son reservas que tienen una menor certeza de ser recuperadas que las ‘reservas probadas’ pero una mayor probabilidad de ser recuperadas que las ‘reservas posibles’. Las reservas posibles son aquellas reservas cuya recuperación es menos factible que las reservas probables según datos de geológico y de ingeniería.

El término 2P se emplea para denotar la suma de reservas probadas y probables, y el 3P para las reservas probadas, probables y posibles. Generalmente la suma de reservas probadas y probables 2P es considerada la mejor estimación de recuperación resultante de operaciones comprometidas.⁶⁰

6.2. Recursos.

‘Recursos’ denota una menor certeza que ‘reservas’ puesto que ciertas barreras comerciales y técnicas deben ser superadas antes de que exista seguridad alguna en la subsiguiente extracción de los volúmenes.

6.2.1. Recursos Contingentes.

Estos son recursos estimados como potencialmente recuperables pero que actualmente no se consideran lo suficientemente maduros para lograr un desarrollo comercial debido a trabas tecnológicas o comerciales. Para que los recursos contingentes avancen a la categoría de ‘reservas’ es necesario que las condiciones clave, o contingencias, que impidieron su desarrollo comercial sean aclaradas y eliminadas. Por ejemplo, todos los permisos internos y externos necesarios tienen que ser otorgados a la compañía o estar a punto de ser otorgados, incluyendo los permisos gubernamentales y ambientales. Además debe existir evidencia concreta por parte de la administración de la compañía de su firme voluntad de iniciar el desarrollo comercial en un período de tiempo razonable (normalmente 5 años, aunque podría ser más largo).

6.2.2. Recursos Prospectivos.

Los recursos prospectivos son los volúmenes estimados asociados a las cantidades no descubiertas. Estos recursos representan aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a

⁶⁰ Society of Petroleum Engineers. (2012) "[SPE Petroleum Resources Management System Guide for Non-Technical Users](http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_guide_non_tech.pdf)". Recuperado desde: http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_guide_non_tech.pdf

partir de una fecha determinada, potencialmente recuperables de los yacimientos de petróleo o gas identificados a través de evidencia indirecta, pero que aún no han sido perforados. Este grupo representa un mayor riesgo que los recursos contingentes ya que el riesgo de su descubrimiento es también agregado. Para que los recursos prospectivos sean clasificados como ‘recursos contingentes’, los hidrocarburos deben ser descubiertos, los yacimientos evaluados más a fondo y debe prepararse una estimación de las cantidades que serían recuperables mediante la aplicación de proyectos adecuados de desarrollo.⁶¹

En resumen podemos decir que. La distinción más importante en el campo de las fuentes fósiles es la que existe entre recursos y reservas. Los recursos del petróleo son todas aquellas regiones subterráneas, a veces a considerable profundidad, que debido a sus características geológicas inferidas contienen algún tipo de petróleo. Estos yacimientos no están necesariamente accesibles a una explotación; mucho menos todavía se puede concluir que este petróleo puede extraerse de una forma económica y que la energía invertida en la extracción no rebasa la energía recuperable. Las reservas, a diferencia de los recursos, son aquellos petrolíferos donde una extracción económica con la tecnología disponible parece factible, aunque los criterios de diferentes analistas, compañías y gobiernos pueden variar considerablemente. El tamaño de las reservas, por definición, es más pequeño que el de los recursos, y a menudo esta diferencia es dramática

Para conocer si el mundo podrá hacer frente en un futuro inmediato a la creciente demanda de petróleo resulta imperativo conocer con un cierto grado de exactitud las cifras sobre los recursos y reservas de petróleo existentes en el subsuelo del planeta. Sin embargo, esta tarea no resulta fácil. En primer lugar, por la opacidad con la que muchos gobiernos tratan el tema de sus recursos y reservas; en segundo lugar, por la disparidad de criterios existente a la hora de evaluar y cuantificar estos; y, finalmente, por las incertidumbres inherentes a cualquier análisis del subsuelo y a las previsiones de futuro en materia de economía, desarrollo tecnológico y políticas gubernamentales.

El volumen de petróleo acumulado en las rocas de la corteza terrestre es finito y puede clasificarse según el grado de certeza que tengamos sobre su existencia y la probabilidad de que su extracción resulte provechosa. Sin embargo, existen diferentes protocolos de clasificación y medida, muchos de ellos desarrollados por organismos estatales que no admiten auditorías externas, lo que constituye un factor de confusión y origina importantes diferencias en las estimaciones.

⁶¹ Society of Petroleum Engineers. (2012) "[SPE Petroleum Resources Management System Guide for Non-Technical Users](http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_guide_non_tech.pdf)". Recuperado desde: http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_guide_non_tech.pdf

Para solucionar esta problemática se ha intentado lograr un enfoque internacional armonizado. En 2007, la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, el Consejo Mundial del Petróleo, la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo y la Sociedad de Ingenieros para la Evaluación del Petróleo, publicaron conjuntamente una serie de directrices sobre la definición y clasificación de recursos, denominado Sistema de Gestión de Recursos Petroleros, que es compatible con la Normativa de Clasificación para la Energía Fósil y Recursos Minerales de Naciones Unidas, desarrollado en 2004 por la Comisión Económica de Naciones Unidas para Europa.

El citado Sistema utiliza el término reservas para referirse a acumulaciones de hidrocarburos cuya existencia en el subsuelo ha sido verificada tras una campaña prospectiva culminada con la perforación de sondeos.

Las reservas probadas (o reservas 1P) son aquellas sobre las que existe una "certeza razonable", o una probabilidad mínima del 90% (P90), de que podrán ser extraídas de forma rentable, utilizando la tecnología disponible en el momento y sopesando un conjunto de datos actualizados sobre la geología, costes de extracción, precios de venta, grado de comerciabilidad y coyuntura política. Las reservas probadas pueden subdividirse a su vez en desarrolladas ("proven developed" o PD) y por desarrollar ("proved undeveloped" o PUD), dependiendo de que su explotación requiera, o no, inversiones adicionales a las ya efectuadas (como, por ejemplo, la realización de estudios adicionales del subsuelo, la perforación de más pozos o la instalación de nuevas infraestructuras).⁶²

Las reservas probables se definen igual que las anteriores, con la salvedad de que la probabilidad exigida para que su extracción resulte rentable es como mínimo del 50%. Este tipo de reservas también son conocidas como reservas P50 o 2P (probadas + probables).

Las reservas posibles se diferencian de las otros dos porque la probabilidad exigida para que su extracción resulte provechosa es como mínimo del 10%. Estas reservas también se conocen con el nombre de P10 o 3P (probadas + probables + posibles).

Asimismo, anteriormente mencionamos que, Aquellos volúmenes de hidrocarburos descubiertos mediante estudios y perforación del subsuelo, pero cuya producción no es viable comercialmente, son conocidos bajo el nombre de recursos contingentes. Y los volúmenes de hidrocarburos cuya existencia en una determinada región resulta factible con

⁶² Marzo Mariano (2013) Recursos y Reservas de Petróleo. Revista Ambianta de Barcelona. Recuperado desde: <http://www.revistaambienta.es/WebAmbianta/marm/Dinamicas/secciones/articulos/Marzo.htm>

base a criterios científicos, pero cuya existencia cierta todavía no ha sido verificada mediante la perforación, reciben el nombre de recursos prospectivos.⁶³

Conviene, por tanto, separar claramente los términos reservas y recursos, y cuando se habla de las primeras, aclarar si se trata de probadas, probables, o posibles. Algo que queda muy lejos de las prácticas habituales de muchas petroleras estatales. Asimismo, es importante subrayar que las estimaciones de reservas para cada una de las categorías cambian con el tiempo y que un tipo de reservas puede convertirse en otro a medida que evolucionan la tecnología disponible, el conocimiento geológico, la situación política, así como los costes de extracción, precios de venta y comerciabilidad del petróleo.

6.2.3. Reservas técnicas y reservas políticas.

Si bien se ha avanzado en el establecimiento de un sistema armonizado para la definición y clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos, en la práctica, la manera en que estos se miden todavía difiere ampliamente según el país y el marco jurídico. No hay un nivel de referencia o normativa legal acordados internacionalmente sobre que pruebas se necesitan para certificar un descubrimiento, ni sobre los parámetros que deben utilizarse para determinar si el petróleo o el gas hallado puede ser extraído de forma rentable con una u otra probabilidad.

También existen diferentes pautas y modelos para la elaboración de informes según el propósito de estos. Las normas seguidas para la elaboración de informes financieros, como las exigidas por la Comisión de Bolsa y Valores de los EE.UU. (SEC), suelen ser las más estrictas y en consecuencia las estimaciones de reservas resultantes suelen ser las más bajas.

Por otro lado, el grado de exigencia existente sobre las empresas para que estas divulguen la información sobre sus recursos y reservas es muy variable. Las auditorías sobre reservas y la publicación de los resultados no constituyen una práctica universal. Muchas compañías petroleras, particularmente las petroleras privadas internacionales, utilizan auditores externos y publican los resultados, pero la mayoría de las petroleras estatales no lo hacen. Y este último hecho resulta especialmente grave, porque en 2007 el 72% de las reservas probadas de petróleo y gas del mundo eran propiedad de compañías controladas

⁶³ Marzo Mariano (2013) Recursos y Reservas de Petróleo. Revista Ambianta de Barcelona. Recuperado desde: <http://www.revistaambienta.es/WebAmbianta/marm/Dinamicas/secciones/articulos/Marzo.htm>

por los gobiernos, con cerca de tres cuartas partes de dichas reservas pertenecientes a países integrados en la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP).⁶⁴

En el caso del petróleo, un ejemplo que ilustra perfectamente las incertidumbres creada por esta situación es la del brusco incremento de las reservas anunciado hace unas décadas, sin que mediaran nuevos descubrimientos, por los principales países productores de Oriente Medio y Venezuela, todos ellos miembros de la OPEP. La fiabilidad de esta revisión ha sido puesta en entredicho por algunos expertos que creen que dicha corrección al alza refleja estrategias gubernamentales para conseguir mayores cuotas de extracción en el seno de la OPEP; una hipótesis conocida como “guerra de las cuotas”. Esta posibilidad ha llevado a algunos analistas a advertir sobre la necesidad de diferenciar entre “reservas técnicas” y “reservas políticas”. El caso comentado ha acrecentado la discusión sobre cuánto petróleo podrá ser realmente puesto en producción a medio y a largo plazo.

Diversos organismos están trabajando juntos para tratar de armonizar la forma en la que los diferentes tipos de reservas son medidas en la práctica, con el objetivo de lograr una mayor transparencia en su contabilidad. Sin embargo, su labor se ve obstaculizada por la renuencia de los países y las industrias, que han desarrollado sus propios sistemas de contabilidad, a aceptar nuevas normas, así como por las dificultades inherentes a la adaptación de los sistemas nacionales a un sistema universal.

6.2.4. Reservas probadas de petróleo convencional.

Diversos organismos compilan y publican anualmente datos sobre reservas probadas de petróleo, utilizando datos provenientes de fuentes gubernamentales (y por lo tanto sujetos a las incertidumbres comentadas con anterioridad en cuanto a su fiabilidad) y de empresas petroleras. Las fuentes de acceso público y gratuito más conocidas internacionalmente son: “BP Statistical Review of World Energy” (BP), “Oil and Gas Journal” y “World Oil”. La OPEP compila los datos de sus países miembros y publica estos junto a los datos de otros países, extrayendo estos últimos de BP. La Energy Information Administration del Departamento de Energía de los EE.UU. hace público resúmenes actualizados con las últimas cifras suministradas por las fuentes citadas. La consultora privada IHS también dispone de una reputada base de datos, pero su consulta no es gratuita y solo resulta asequible, por su precio, a las grandes empresas.

Las reservas probadas de petróleo convencional en todo el mundo se aproximan a los 1,2 billones de barriles, aunque no debe olvidarse que esta cantidad da por buenas las cifras

⁶⁴ Marzo Mariano (2013) Recursos y Reservas de Petróleo. Revista Ambienta de Barcelona. Recuperado desde: <http://www.revistaambienta.es/WebAmbienta/marm/Dinamicas/secciones/articulos/Marzo.htm>

suministradas por los principales productores de la OPEP, que algunos autores creen exageradas en al menos 300.000 millones de barriles. Sobre la base de los niveles actuales de producción, la petrolera BP estima que la relación a nivel mundial entre reservas probadas y producción (R/P), se sitúa en torno a los 40 años y que esta relación ha cambiado poco en los últimos años.⁶⁵

6.3. Recursos finalmente recuperables de petróleo convencional.

Las estimaciones de reservas probadas dan una idea de cuánto petróleo podría extraerse a corto y medio plazo. El volumen total que a más largo plazo y en última instancia podrá ser extraído, de manera comercialmente rentable, del subsuelo del planeta se conoce con el nombre de recursos finalmente recuperables.

Esta categoría incluye: 1) Las reservas probadas y probables (2P) inicialmente existentes en campos que se encuentran en fase de producción (en cuyo caso hay que contabilizar el hidrocarburo ya extraído) o a la espera de su desarrollo; 2) el volumen correspondiente al crecimiento de las reservas, y 3) los volúmenes que todavía quedan por descubrir.

Sobre una base de datos de 1995, el Servicio Geológico de los EE.UU. (USGS), llevó a cabo una primera evaluación de los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional del mundo, que fue publicada en el año 2000. La Agencia Internacional de la Energía también ha publicado en 2008 su propia estimación. Esta tiene en cuenta diversas actualizaciones del USGS, las nuevas estimaciones de reservas probadas y probables de IHS y las cifras de producción acumulada hasta finales de 2007. Sin embargo, no incluye los posibles recursos del Ártico, ni los de aguas profundas y ultra-profundas, ni los derivados de la aplicación de nuevos avances tecnológicos.

La Agencia Internacional de la Energía calcula que los recursos finalmente recuperables de petróleo convencional y líquidos del gas natural ascienden a algo menos de 3,6 billones de barriles, desglosados de la siguiente forma: 2,4 billones en forma de reservas probadas y probables iniciales, 0,4 billones como crecimiento de reservas y 0,8 billones por descubrir. La producción acumulada hasta finales de 2007 era de 1,1 billones de barriles, de modo que los recursos convencionales recuperables susceptibles de explotación en el futuro ascienden a más de 2,4 billones de barriles.⁶⁶

⁶⁵ Marzo Mariano (2013) Recursos y Reservas de Petróleo. Revista Ambienta de Barcelona. Recuperado desde: <http://www.revistaambienta.es/WebAmbienta/marm/Dinamicas/secciones/articulos/Marzo.htm>

⁶⁶ Marzo Mariano (2013) Recursos y Reservas de Petróleo. Revista Ambienta de Barcelona. Recuperado desde: <http://www.revistaambienta.es/WebAmbienta/marm/Dinamicas/secciones/articulos/Marzo.htm>

6.4. Recursos de petróleo convencional y no convencional.

Una gran parte de los recursos de petróleo que el mundo podrá utilizar en el futuro se clasifican como no convencionales. Estos incluyen las arenas petrolíferas o arenas asfálticas (“oil sands” o “tar sands”), los petróleos extra-pesados, los esquistos bituminosos (“oil shales”), y los combustibles sintéticos derivados de la conversión gas a líquidos (“gas-to-liquids” o GTL) y de carbón a líquidos (“coal-to-liquids” o CTL).

Aunque se han experimentado considerables progresos en la superación de desafíos técnicos que hasta hace poco parecían insalvables y se ha avanzado en la reducción de costes, estos recursos son generalmente más costosos de producir que los convencionales, presentan un mayor impacto medioambiental desde el punto de vista de las emisiones de gases de efecto invernadero y, además, su explotación implica un balance energético o

EROEI (relación entre la energía obtenida y la utilizada en el proceso de producción,) que puede llegar a ser diez veces menor que el de los petróleos convencionales.⁶⁷

La Agencia Internacional de la Energía ha analizado las contribuciones potenciales de los recursos convencionales y no convencionales de petróleo con el rango de sus costes de producción (que no incluyen los asociados a las emisiones de CO₂). Según dicho organismo, a largo plazo, la base potencial de recursos totales de petróleo se aproxima a los 6,5 billones de barriles y si a esta cifra se le añade el posible potencial de producción de líquidos a partir de las tecnologías GTL y CTL la cifra final se acerca a los 9 billones de barriles. De ese total, casi 1,1 billones ya han sido extraídos, a un coste máximo por barril de 30 dólares (del año 2008). Los recursos potenciales económicamente recuperables que restan se desglosan del siguiente modo:⁶⁸

1) Recursos convencionales: ascienden a alrededor de 2,1 billones de barriles, más de la mitad de los cuales se localizan en Oriente Medio y el Norte de África. Se espera que en promedio el coste de explotación de estos recursos sea mucho menor que el de todas las otras fuentes de suministro. El coste de explotación de estos recursos convencionales (excluyendo impuestos y regalías) normalmente oscila entre menos de 10 a 40 dólares por barril, con algunas excepciones.

⁶⁷ Marzo Mariano (2013) Recursos y Reservas de Petróleo. Revista Ambienta de Barcelona. Recuperado desde: <http://www.revistaambienta.es/WebAmbienta/marm/Dinamicas/secciones/articulos/Marzo.htm>

⁶⁸ Marzo Mariano (2013) Recursos y Reservas de Petróleo. Revista Ambienta de Barcelona. Recuperado desde: <http://www.revistaambienta.es/WebAmbienta/marm/Dinamicas/secciones/articulos/Marzo.htm>



2) Recursos convencionales adicionales mediante técnicas de mejora de la recuperación (EOR): estos han sido subdivididos según se utilicen técnicas EOR por inyección de CO₂ u otras tecnologías. El coste del EOR oscila entre algo más de 30 a unos 80 dólares por barril. El potencial global de las técnicas de recuperación asistida del petróleo se estima entre 400.000 y 500.000 millones de barriles, en el supuesto de que la introducción acelerada de nuevas tecnologías provoque una reducción de los costes unitarios.

3) Recursos convencionales de aguas profundas y ultra profundas: puede suministrar más de 160.000 millones de barriles a un coste de entre algo más de 35 hasta 65 dólares por barril.

4) Recursos convencionales del Ártico: podrían ascender a 90.000 millones de barriles a un coste de entre cerca de 40 a 100 dólares por barril.

5) Recursos no convencionales de petróleo extra-pesado y arenas bituminosas: ascienden a más de 1 billón de barriles y podrían extraerse a un coste que va desde cerca de 40 a aproximadamente 70 dólares por barril.

6) Recursos no convencionales de esquistos bituminosos: sus costes de producción se estiman entre 50 a más de 100 dólares por barril. Debido a la falta de grandes proyectos comerciales, las perspectivas de mejora de la tecnología de producción son muy inciertas. En consecuencia, no se espera que este tipo de recursos contribuyan de forma significativa al abastecimiento mundial de petróleo antes de 2030.

7) Recursos de GTL y CTL: tienen un gran potencial pero su desarrollo se verá frenado por el uso de las materias primas necesarias (gas natural y carbón) para otras aplicaciones potenciales, sobre todo para la generación de electricidad y usos finales. A los precios actuales del gas natural y del carbón, los costes oscilan entre 40 a cerca de 120 dólares por barril de líquido producido.

En el futuro, el mayor o menor grado de explotación de todos estos recursos potenciales, así como los costes a los que las compañías petroleras podrán suministrar sus productos a los mercados, dependerá de factores políticos, ambientales, normativos y fiscales. Como se ha comentado con anterioridad, la explotación de los recursos no convencionales supone un importante impacto ambiental y la emisión de mayores cantidades de gases de efecto invernadero durante el proceso extractivo que las originadas durante el mismo proceso por los combustibles convencionales. La introducción generalizada de incentivos para la reducción de las emisiones de CO₂ tendría un gran impacto sobre los costes, de manera que, por ejemplo, los recursos no convencionales serían relativamente más caros, mientras que la producción de petróleo convencional mediante tecnologías de recuperación asistida por inyección de CO₂ se abarataría. Asimismo, en el futuro, como ya ha sucedido en el

pasado, es posible que los avances tecnológicos varíen notablemente las previsiones aquí expuestas.⁶⁹

7. ASPECTOS TÉCNICO OPERATIVOS RELACIONADOS CON LA EXPLOTACIÓN DE ESOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

7.1 Equipamiento necesario.

Para hablar del equipamiento necesario para el desarrollo de yacimientos no convencionales primero debemos entender cómo funciona la explotación de un pozo convencional, como es bien sabido en una formación “convencional” los fluidos se hospedan en las poros o cavidades de la roca reservorio y la facilidad con que el fluido se extrae depende esencialmente de la permeabilidad de esta roca. Un razonamiento lógico que podemos concluir es que cuanto mayor sea el tamaño medio de poro y cuanto más interconectadas estén estas cavidades entre sí, más fácilmente fluirá el gas a través de la roca. A grandes rasgos, la perforación de un pozo convencional consta de las siguientes etapas:

Se perfora verticalmente, luego se entuba (se introduce un tubo llamado casing) y se cementa a su alrededor para asegurar que no habrá fugas por fuera del casing (el conocido y reciente derrame del Golfo de México corresponde justamente a una falla en la cementación, entre otras contingencias). Luego de la perforación se procede a la terminación, donde se punza el casing en la zona de la formación, entre otras tareas. En algunos casos también forma parte de la práctica convencional fracturar la roca alrededor del pozo en la zona de interés para provocar grietas que faciliten el movimiento del fluido desde el interior de la formación hacia el casing, ya que las aberturas provocadas brindan mayor área a través de la cual fluir. Una vez que el pozo se considera terminado comienza la etapa de producción.⁷⁰

Si intentáramos una perforación de este tipo en una formación no convencional, el pozo no produciría más que el gas alojado en los centímetros adyacentes al casing y se “desinflaría” rápidamente.

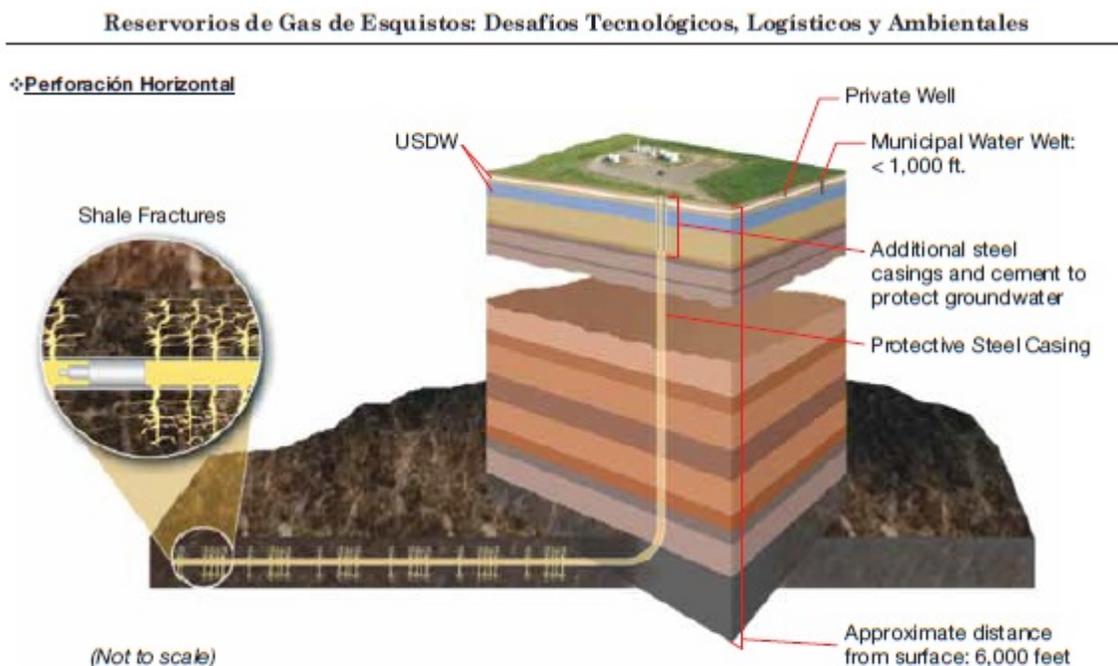
⁶⁹ Marzo Mariano (2013) Recursos y Reservas de Petróleo. Revista Ambiente de Barcelona. Recuperado desde: <http://www.revistaambiente.es/WebAmbiente/marm/Dinamicas/secciones/articulos/Marzo.htm>

⁷⁰ Matranga Mariana, Gutman Martín (2014) Gas y petróleo no convencional: perspectivas y desafíos para su desarrollo en la Argentina. Recuperado desde: <http://www.vocesenelfenix.com/content/gas-y-petr%C3%B3leo-no-convencional-perspectivas-y-desaf%C3%ADos-para-su-desarrollo-en-la-argentina>

7.2. Sirve lo Convencional Existente.

En una formación no convencional los intersticios o poros donde el gas se aloja son mucho menores en lo que a tamaño se refiere y están mucho menos interconectados entre sí. De ello se desprende el aspecto no convencional de su explotación, que es justamente el requerimiento adicional de otras tecnologías y técnicas que, combinadas, hacen posible la perforación y terminación de un pozo productivo. Es por esta razón que es necesario más de lo convencional existente; Puntualmente se necesitan varios kilómetros de perforación multidireccional, grandes cantidades de energía de bombeo, agua y arenas de fractura y una importante variedad de compuestos químicos. Además de lo anteriormente dicho, también es necesaria que haya una multiplicidad de pozos desde una misma locación en superficie que se extiendan horizontalmente por debajo, y muchísimas locaciones (well pads) de perforaciones múltiples poco espaciadas entre sí con el objeto de cubrir de forma intensiva el área a explotar.⁷¹

Grafica No. 34 Desafíos Tecnológicos, Logísticos y Ambientales.



Fuente: National Energy Technology Laboratory (NETL) del U.S. Department of Energy (DOE).

⁷¹ Matranga Mariana, Gutman Martín (2014) Gas y petróleo no convencional: perspectivas y desafíos para su desarrollo en la Argentina. Recuperado desde: <http://www.vocesenelfenix.com/content/gas-y-petr%C3%B3leo-no-convencional-perspectivas-y-desaf%C3%ADos-para-su-desarrollo-en-la-argentina>

7.3. Requerimientos Adicionales: equipos, bombas, motores, compresores etc. plazos de provisión y disponibilidad.

7.3.1. Perforación multidireccional:

En particular la perforación horizontal con tendidos de varios kilómetros de longitud es la que nos permite el acceso a capas relativamente delgadas de roca con laterales extensos. Esta tecnología es necesaria para penetrar en el interior de la formación tanto como sea posible ya que el gas no se encuentra concentrado en una sola región sino uniformemente distribuido en la roca y sin muchas posibilidades de moverse de allí.⁷²

7.3.2. Enormes cantidades de energía de bombeo, agua tratada y arenas de fractura:

La técnica llamada *hydro-fracking* (fractura hidráulica) consiste en la generación de fracturas múltiples en la roca mediante la inyección de agua gelificada a alta presión y el relleno de estas grietas con arenas de gran permeabilidad especialmente diseñadas para mantener las fracturas abiertas mientras se facilita el paso de gas. Se requieren grandes equipos de bombeo (y alimentar sus motores), enormes volúmenes de agua, del orden de millones de litros por pozo, tanto para provocar la fractura como para llevar la arena hasta los extremos más alejados de las fracturas ramificadas. Cabe destacar que una fractura en un pozo convencional no suele requerir más de unos cuantos miles de litros por pozo.⁷³

7.3.3. Aditivos químicos específicos.

Se agregan al agua de fractura para modificar sus propiedades, como por ejemplo, aumentar su viscosidad durante la fase de fractura para mejorar su capacidad de arrastre de

⁷² Matranga Mariana, Gutman Martín (2014) Gas y petróleo no convencional: perspectivas y desafíos para su desarrollo en la Argentina. Recuperado desde: <http://www.vocesenelfenix.com/content/gas-y-petr%C3%B3leo-no-convencional-perspectivas-y-desaf%C3%ADos-para-su-desarrollo-en-la-argentina>

⁷³ Matranga Mariana, Gutman Martín (2014) Gas y petróleo no convencional: perspectivas y desafíos para su desarrollo en la Argentina. Recuperado desde: <http://www.vocesenelfenix.com/content/gas-y-petr%C3%B3leo-no-convencional-perspectivas-y-desaf%C3%ADos-para-su-desarrollo-en-la-argentina>

la arena (lo cual a su vez implica un marcado aumento de la potencia requerida de bombeo a altas presiones).⁷⁴

7.3.4. Baterías de pozos múltiples.

En cada punto de perforación en superficie no alcanza con un solo pozo como sucede en el caso convencional, sino que se requieren hasta 8-10 pozos en lo que se denomina múltiple well-pad (batería de pozos múltiples). Para explotar con una eficiencia razonable un reservorio no convencional se necesita un espaciado equivalente a una batería por cada 2 10 km². De esta forma, en combinación con la perforación horizontal y el hydro-fracking, se logra el máximo acceso posible a toda la extensión de la formación.⁷⁵

En resumen, para llevar el hidrocarburo hasta la superficie, hay que ir a buscarlo hasta los confines de la roca madre, algo que hace una década no era posible y hoy por hoy si lo es, si estamos dispuestos a pagar por ello un precio alto. El aspecto tecnológico de última generación es tan clave en la explotación de reservorios no convencionales como su envergadura masiva, que implica la industrialización a gran escala de la región bajo explotación, como nunca se ha visto en un yacimiento convencional de volúmenes equivalentes, tanto por debajo como por encima de la superficie.

En la Grafica numero 35, se muestra un triángulo de recursos al que se apela frecuentemente en la industria petrolera para esquematizar las características de los reservorios de gas y petróleo. Allí se muestran los reservorios conocidos como tight (apretado) en los que el gas se encuentra en arenas de baja permeabilidad, de más fácil extracción que los shale (arcillas) donde el gas se encuentra atrapado en la roca madre y requieren para su desarrollo mayores cantidades de arena y agua de fractura que los tight pero producen menos gas.

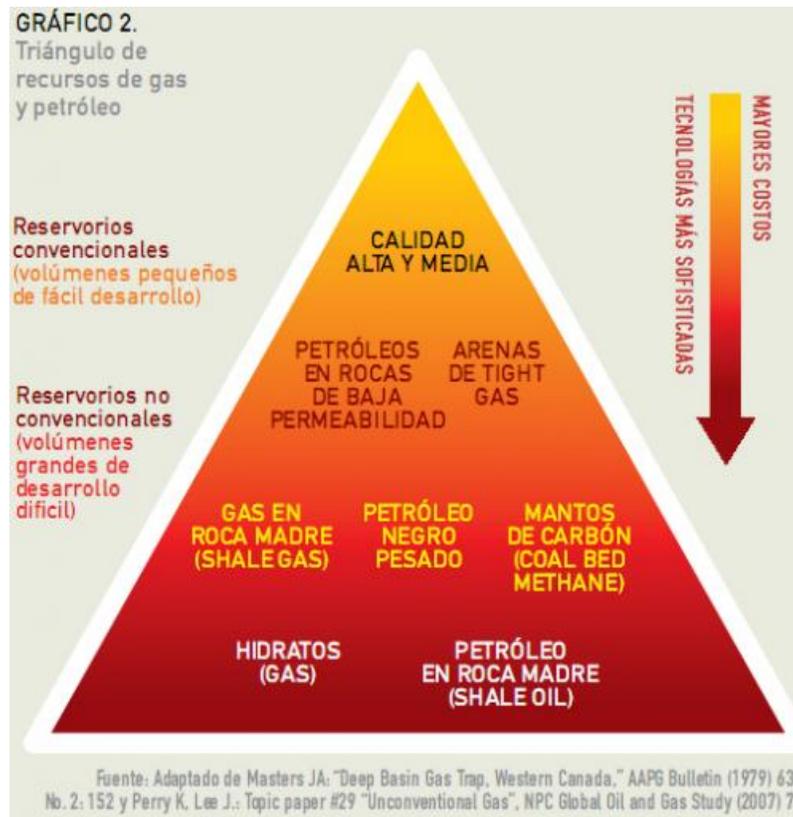
También existen otros tipos de reservorios no convencionales como coal bed methane (gas metano en mantos de carbono) o hidratos (metano y otros hidrocarburos livianos combinados con agua en un sólido similar al hielo), que aún tienen poco desarrollo en el mundo dado que el gas se obtiene a muy baja presión o mezclado con importantes cantidades de dióxido de carbono que hay que separar del gas por ser corrosivo (además es

⁷⁴ Matranga Mariana, Gutman Martín (2014) Gas y petróleo no convencional: perspectivas y desafíos para su desarrollo en la Argentina. Recuperado desde: <http://www.vocesenelfenix.com/content/gas-y-petr%C3%B3leo-no-convencional-perspectivas-y-desaf%C3%ADos-para-su-desarrollo-en-la-argentina>

⁷⁵ Matranga Mariana, Gutman Martín (2014) Gas y petróleo no convencional: perspectivas y desafíos para su desarrollo en la Argentina. Recuperado desde: <http://www.vocesenelfenix.com/content/gas-y-petr%C3%B3leo-no-convencional-perspectivas-y-desaf%C3%ADos-para-su-desarrollo-en-la-argentina>

un gas de efecto invernadero, aunque esto no es contemplado en la legislación de casi ningún país y bien podría ser atractivo para proyectos de captura y secuestro de carbón).⁷⁶

Grafica No. 35 Triangulo de Recursos de Gas y Petróleo.



Una vez que el gas alcanza la superficie, sigue la misma línea de proceso sin importar si proviene de la roca madre o de la roca reservorio: requiere tendidos de ductos, *manifolds* (baterías de válvulas), antorchas y hornos de calentamiento, plantas deshidratadoras, estaciones compresoras, plantas de ajuste de punto de rocío y plantas de endulzamiento para alcanzar finalmente la especificación requerida para ser inyectado en los gasoductos troncales.⁷⁷

⁷⁶ Matranga Mariana, Gutman Martín (2014) Gas y petróleo no convencional: perspectivas y desafíos para su desarrollo en la Argentina. Recuperado desde: <http://www.vocesenelfenix.com/content/gas-y-petr%C3%B3leo-no-convencional-perspectivas-y-desaf%C3%ADos-para-su-desarrollo-en-la-argentina>

⁷⁷ Matranga Mariana, Gutman Martín (2014) Gas y petróleo no convencional: perspectivas y desafíos para su desarrollo en la Argentina. Recuperado desde: <http://www.vocesenelfenix.com/content/gas-y-petr%C3%B3leo-no-convencional-perspectivas-y-desaf%C3%ADos-para-su-desarrollo-en-la-argentina>

Otra característica importante para destacar en la explotación de yacimientos no convencionales es que uno de los mayores desafíos es disminuir los costos capacitando al personal para generar todo el equipamiento necesario para el desarrollo del shale teniendo en cuenta que equipos se pueden fabricar en el país y que equipos hay que traer de afuera como lo son los de perforación y pulling; es decir que desde de un punto de vista operativo se debe trabajar y desarrollar la industria petrolera a tal punto en que se pueda contar con los equipos, los recursos humanos y los servicios para producir los hidrocarburos de forma comercial y esta gran labor no se logra con el crecimiento y aprendizaje de una sola compañía sino que se desarrolla en un entorno donde las compañías comparten la información y cuentan con un marco legal adecuado para este propósito.

Otro desafío relevante es en materia de operaciones simultáneas es decir que en una misma locación haya incluso hasta 10 pozos por locación ya que no se puede esperar a que un pozo se perfore y se termine para después entrar a fracturarlos⁷⁸

Ahora es necesario adoptar una estrategia de prácticas eficientes de perforación y terminaciones que van desde la perforación múltiple, el diseño del casing hasta la selección de agentes de sostén y fluidos de fractura, para impulsar los aspectos económicos y el desarrollo de la producción de hidrocarburos no convencionales. Es por ello que el éxito de la revolución del shale será una tarea ardua y lenta de replicar fuera de los Estados Unidos debido a un acceso limitado a los equipos de perforación y personal calificado. En la que tendremos que poner todo nuestro esfuerzo y capacidad para atender este asunto que es prioritario para el país y cuyo impacto en la economía es representativo.

7.4. La cuestión del agua para la fracturación.

El crecimiento de la producción del Sale Gas/Oil en los últimos años ha resultado en la aparición de desafíos con relación al medioambiente y a la gestión del agua. El manejo de las grandes cantidades de agua utilizada en el proceso de fractura hidráulica es una preocupación mayor para los operadores.

Para que el Shale Gas/ Oil se convierta en una fuente de energía clave en el futuro, los

⁷⁸ Masarik Guisela (2014) *Una actualización del state of the art de los no convencionales en la Argentina*. Recuperado desde: <http://www.petrotecnica.com.ar/abril14/Petro/Shale.pdf>

operadores deben enfrentar una gran cantidad de desafíos relacionados con el abastecimiento, tratamiento y disposición final de agua.

Como mencione anteriormente, la distinción entre yacimientos convencionales y no convencionales de gas o crudo ha sido la de mayor uso en el lenguaje industrial. Pero la gama comprende distintas fases de transformación, desde el gas o el crudo con alto contenido de gas, alta porosidad y permeabilidad, hasta el tight gas (gas de arenas compactas), cuyo rendimiento es más bajo, y el shale gas de yacimientos con escaso contenido de metano, muy baja porosidad y permeabilidad. Los yacimientos no convencionales tienen tres características comunes: contenido energético bajo con respecto al volumen de la roca, dispersión de yacimientos en áreas muy extensas y permeabilidad muy baja. Su viabilidad económica suele ser incierta debido al bajo contenido de gas o aceite en las rocas fuente. El volumen extraído por pozo es muy inferior al de yacimientos convencionales.

A fin de que los hidrocarburos de yacimientos no convencionales alcancen viabilidad económica, su extracción debe hacerse con la técnica “fracturación hidráulica” o fracking y perforar pozos horizontales, pozos multilaterales y otras técnicas, hasta exponer la mayor parte del yacimiento. El fracking se usa en todos los hidrocarburos alojados en rocas de baja permeabilidad, como el tight gas, el gas de carbón y el gas y el crudo de lutitas. La fracturación hidráulica requiere bombeo de fluidos a los pozos para aumentar la presión y fracturar la roca. A fin de mantener abierta la fractura, la inyección es sustituida por arena de alta permeabilidad. Los pozos horizontales crean mayor área de superficie en contacto con el depósito que los pozos verticales. Esto permite mayor eficiencia de transferencia de gas y recuperación del yacimiento⁷⁹

Ante la posibilidad del desarrollo intensivo de Reservorios No Convencionales resulta conveniente contar con un detalle de lineamientos generales referidos a la gestión del agua necesaria para estas actividades. Para ello es importante definir dos cuestiones esenciales, que son: por un lado hacer la identificación de ciertos criterios básicos, para el manejo del agua utilizada en la exploración y explotación de reservorios no convencionales, a fin de asegurar que estas operaciones se realicen de manera eficiente, segura, protegiendo la salud humana y el ambiente. Y por otro lado proponer estrategias para el manejo del fluido de retorno (flow-back) proveniente de las operaciones de fractura hidráulica, que permita su reuso y la adecuada disposición final de estos fluidos.

⁷⁹ Estrada, Javier H. (2013) *DESARROLLO DEL GAS LUTITA (SHALE GAS) Y SU IMPACTO EN EL MERCADO ENERGÉTICO DE MÉXICO: REFLEXIONES PARA CENTROAMÉRICA.* Recuperado desde: <http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/8/51438/Desarrollodelgaslutita.pdf>

Las técnicas de fracturación para estimular la producción de gas natural y aceite datan de fines del siglo XIX, pero no se empezaron a desarrollar sino hasta los años cincuenta. A mediados de los setenta se realizaron programas de investigación para la producción comercial de gas natural en formaciones no muy profundas del este de los Estados Unidos⁸⁰

Es esencial trabajar en estrecha colaboración con las agencias locales, estatales y provinciales de regulación ambiental, enfocadas en el buen manejo del suministro local de agua dulce y desarrollar planes efectivos y económicos para el gerenciamiento de los efluentes.

7.4.1 ¿Qué es la fractura hidráulica?

Se suele emplear el término “fracking” (expresión informal de fracturación hidráulica en inglés) para describir la tecnología de extracción de gas (y también petróleo, aunque menos habitual) de formaciones geológicas de muy baja permeabilidad. La permeabilidad de estos medios, comparable a la de un mármol de cocina, es tan baja que el gas apenas fluye. Para facilitar el flujo (estrictamente hablando, más que fluir, en estos medios los hidrocarburos se difunden) es preciso romper la roca. Estrictamente, la fracturación hidráulica (o fracking) se limita a esta rotura, que se había usado desde hace tiempo para mejorar la productividad de pozos (empleando, incluso, voladuras controladas con explosivos). Sin embargo, el término fracking se aplica a todo el proceso.

Por ello, en lo que sigue, extenderemos el término “fracking” a todo el proceso de extracción de hidrocarburos en formaciones muy poco permeables. De hecho, la novedad de la tecnología no radica en la fracturación hidráulica que, como se ha dicho, es antigua, sino en su aplicación a este tipo de formaciones. Al gas que se extrae se le denomina “shale gas” porque las rocas “madre”, que contienen hidrocarburos y no los han liberado, son con frecuencia lutitas (roca de origen arcilloso, “shale” en inglés, motivo por el que también se dice a veces “gas de lutitas”). También se aplica a otras rocas como, por ejemplo, las margas. Lo cierto es que, aunque se sabía que estas rocas contienen petróleo, se consideraba que no era factible extraerlo. El cambio ha sido posible por la generalización, a costes razonables, de la fracturación hidráulica y de los pozos dirigidos.

⁸⁰ Huron shale, un play que se extiende por tres estados (sur de Virginia Occidental, este de Kentucky y oeste de Virginia). Es más superficial que el Marcellus shale, que tiene entre 1.200 m y 1.500 m.

Básicamente el método consiste en que. Una vez identificada la formación objetivo, se perfora un pozo, que es vertical hasta llegar cerca de la profundidad deseada (generalmente entre 1 y 4 km). A partir de entonces se va orientando hacia la horizontal para seguir por la formación deseada (típicamente unos dos km). Una vez finalizado el pozo, se fractura y se extrae el hidrocarburo.⁸¹

El punto más relevante, de cara al debate, es la propia fracturación. Los detalles de esta tecnología son celosamente guardados por las empresas que la conocen pero, en esencia, se basan en aplicar una muy alta presión para conseguir romper la roca. Las sobrepresiones pueden ser del orden de dos ó tres veces la presión hidrostática. Es decir, en cabeza de pozo se aplican presiones de entre 200 y 1000 bares (es decir, la soportada en los fondos marinos a profundidades comprendidas entre 2000 y 10000 metros, o entre 1000 y 5000 veces la que ejerce el pie sobre el suelo).

La fractura puede producirse paralela o perpendicularmente al eje del pozo, dependiendo de su orientación respecto a las tensiones naturales y, probablemente, de detalles del proceso que no son públicos. Para conseguir acceder al máximo volumen de roca posible es deseable que las fracturas sean perpendiculares al eje del pozo, lo que seguramente requiere haber realizado un corte inicial en la roca. Otra posibilidad es aprovechar planos de debilidad de la roca, típicamente asociados a los de sedimentación, o fracturas preexistentes. Sea como fuere, una vez iniciada la fractura, la presión de agua empieza a actuar en sus caras, lo que facilita su avance.⁸²

Una de las cuestiones más importantes de cara al análisis de riesgos es hasta qué punto se puede medir y controlar el radio de las fracturas. Respecto a la medida, es preciso analizar cómo avanza la fractura. La rotura no es continua, sino a pulsos. Cada vez que rompe una zona, la fractura aumenta su volumen, lo que provoca una caída de la presión de agua. Sin embargo, la roca actúa como un muelle, la fractura se mantiene abierta en la medida que el agua está presionada, por lo que la caída de presión provoca una ligera reducción de la apertura de la fractura. Para recuperar la presión anterior, la bomba de superficie aumenta su caudal. Registrando tanto la historia de presiones como de caudales, se puede detectar cuándo se produce un pulso de rotura (que se refleja en un aumento del caudal y en una caída de la presión). También se puede estimar el volumen total de la fractura (a partir del volumen de agua inyectado). Por último, a partir de la relación entre caudal y presión, se

⁸¹ Davies, R. J., Foulger, G. R., Mathias, S., Moss, J., Hustoft, S., & Newport, L. (2013). (2012), *Hydraulic fractures: how far can they go?*. Marine and Petroleum Geology, 43:519-521

⁸² Davies, R. J., Foulger, G. R., Mathias, S., Moss, J., Hustoft, S., & Newport, L. (2013). (2012), *Hydraulic fractures: how far can they go?*. Marine and Petroleum Geology, 43:519-521

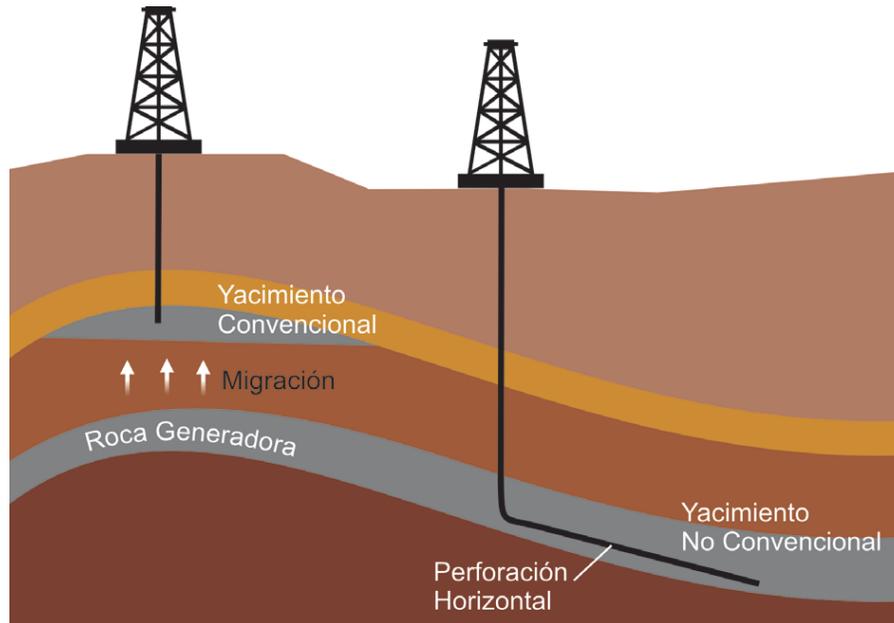
puede deducir la apertura de la fractura y su extensión. Las medidas de caudales y presiones se complementan con sismógrafos instalados en superficie. Cada vez que se produce una fractura se registra un microsismo en la zona de la ruptura (típicamente de magnitud inferior a 3 en la escala de Richter). Del registro de los sismógrafos se puede deducir la ubicación del epicentro. Dado que las fracturas se concentran en la zona más exterior de la fractura, la extensión de la misma puede deducirse de la posición de los epicentros.⁸³

Otra cuestión es cómo controlar el tamaño de las fracturas, es decir, hasta qué punto se puede actuar para acotar su radio a los límites deseados. En principio, es fácil finalizar el proceso. Basta dejar de inyectar. Por ello, el problema es la velocidad a que se producen las roturas, y hasta qué punto el operario tiene tiempo de reaccionar. Para responder a esta cuestión es preciso distinguir entre rocas dúctiles, que se deforman mucho antes de romper (se comportan como la plastilina), y frágiles, que se rompen de forma brusca con poca deformación aunque resistan presiones muy altas (se comportan como el vidrio). Estas últimas pueden ser más peligrosas, en el sentido de que pueden dar lugar a rupturas extensas. La mayoría de rocas madre son bastante dúctiles, pero algunas margas y casi todos los carbonatos son bastante frágiles.

Tanto la medida como el control son extremadamente empíricos. Es decir, son muy sensibles a la experiencia. Por ello, las empresas concesionarias deben realizar pruebas en la fase de investigación para determinar hasta qué punto es factible fracturar de manera controlada para poder explotar los hidrocarburos. También por ello, apenas existe regulación en este ámbito por que tienen una base empírica. Se han recopilado datos de extensiones en vertical de fracturas hidráulicas realizadas en todo el mundo, son muy variables, lo que probablemente refleja una gran diversidad en los tipos de roca y de tecnología de fracturación. Sin embargo, a efectos prácticos, existe un 1% que superan los 350 m y la máxima llega a los 588 m. Por ello, suele recomendarse que los pozos de extracción se encuentren a distancias, en vertical, no inferiores a 600 m al acuífero más próximo. Sin embargo, el tema es complejo, porque la microsismicidad puede activar fracturas naturales. Y de hecho, algunas de estas fracturas pueden tener extensiones verticales muy superiores.

⁸³ Davies, R. J., Foulger, G. R., Mathias, S., Moss, J., Hustoft, S., & Newport, L. (2013). (2012), *Hydraulic fractures: how far can they go?*. *Marine and Petroleum Geology*, 43:519-521

Grafica No. 36 Perforación Horizontal.



Fuente: SIEE-OLADE

El resumen de todo lo anterior es que existe bastante incertidumbre respecto a la extensión de las fracturas. Es posible realizar medidas y, hasta cierto punto, controlar su extensión. Pero, a nivel de detalle, existen múltiples incógnitas (extensión de las formaciones geológicas, comportamiento mecánico, estado de tensiones en profundidad, etc.) que dificultan una precisión alta.

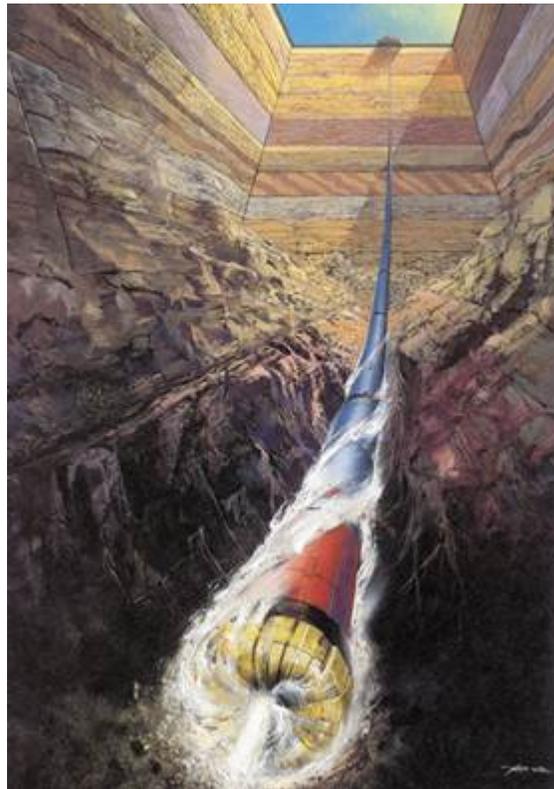
Debe decirse que la empresa concesionaria es la primera interesada en acotar la fracturación a la roca con gas. Una fractura que se extiende a un nivel permeable imposibilita la explotación posterior. Por otro lado, es importante resaltar que estas dificultades son muy sensibles a la geología local. Si la formación con gas está rodeada de rocas sello dúctiles, el proceso es relativamente fácil, porque las fracturas tenderán a frenarse al alcanzarla. Lo que en sentido contrario también es cierto.⁸⁴

⁸⁴ Davies, R. J., Foulger, G. R., Mathias, S., Moss, J., Hustoft, S., & Newport, L. (2013). (2012), *Hydraulic fractures: how far can they go?*. *Marine and Petroleum Geology*, 43:519-521

7.4.2. Particularidades sobre la fracturación hidráulica (fracking).

Las operaciones necesarias para la exploración y explotación de hidrocarburos, incluida la fracturación hidráulica, pueden generar afecciones ambientales cuyo alcance e intensidad no son, en buena parte, intrínsecas a dichas operaciones sino que dependen también de la fragilidad del territorio en que se realicen y del respeto a las buenas prácticas que sean ambientalmente exigibles.

Grafica No. 37 Horizontal drilling e hydraulic fracturing.



Fuente: La Revolución del Shale Gas, Universidad Católica de Chile.

Estas afecciones pueden ser de índole hidrogeológica o estrictamente ambientales. Las afecciones hidrogeológicas se derivan principalmente de la introducción en los acuíferos de un conjunto de aditivos que, a priori, no son bien conocidos. Parte de este agua retorna hacia la superficie pudiendo llevar, además, en disolución, física o química, otros elementos, incluidos hidrocarburos (metano, por ejemplo), que haya podido adquirir en su interacción con el medio geológico profundo. Por otra parte, el propio proceso de fracturación, si no se controla adecuadamente, puede abrir vías de circulación a través de

las nuevas fracturas creadas o de la conexión con fracturas preexistentes que pueden llegar a conectar con materiales acuíferos adyacentes.⁸⁵

No se descarta tampoco la posibilidad de que se produzcan roturas en el casing (tuberías concéntricas y cementadas para aislar el pozo de las formaciones acuíferas que atraviese), por las que el fluido circulante por el interior de la entubación pueda acceder al acuífero. En el caso de que el agua necesaria para realizar operaciones de fracking proceda de acuíferos cercanos su extracción también se debe considerar una afección cuyo alcance deberá determinarse en cada caso.

Las afecciones ambientales en superficie pueden ser muy variadas e incidir sobre la flora, fauna, suelos y, en general, sobre todos los recursos de cualquier ecosistema. Singular importancia tienen la construcción de vías de comunicación, asentamiento de plataformas de trabajo, tráfico pesado y, sobre todo, la gestión del agua residual.⁸⁶

Del volumen total de agua que se utiliza en el proceso de estimulación hidráulica, inicialmente regresa a la superficie a través del pozo alrededor de un tercio. Esta agua que regresa es recolectada en una pileta sellada y se trata para ser depositada en instalaciones específicas, siempre aislada de cualquier contacto con el medio ambiente.

Durante los meses siguientes, el pozo sigue produciendo agua, aunque en cantidades menores junto con hidrocarburos, del mismo modo que lo que ocurre en las explotaciones convencionales. En este caso, esta agua se separa y se trata en las plantas de tratamiento de petróleo, del mismo modo que se procede desde hace décadas con la que resulta de la explotación de recursos convencionales.

⁸⁵ Comisión técnica para el análisis de la investigación de hidrocarburos no convencionales en el norte de la provincia de Castellón. (2013) *Informe sobre la investigación de hidrocarburos no convencionales en el norte de la provincia de Castellón*. P 5,6. Recuperado desde <http://www.dipcás.es/wp-content/uploads/2013/07/Informe%20hidrocarburos.pdf>

⁸⁶ Comisión técnica para el análisis de la investigación de hidrocarburos no convencionales en el norte de la provincia de Castellón. (2013) *Informe sobre la investigación de hidrocarburos no convencionales en el norte de la provincia de Castellón*. P 5,6. Recuperado desde <http://www.dipcás.es/wp-content/uploads/2013/07/Informe%20hidrocarburos.pdf>

7.4.3. Ventajas y desventajas del Fracking con base a la experiencia de Estados Unidos, análisis comparativo con otras energías y experiencia internacional.

- **Ventajas en el ámbito Económico:** por un lado están los beneficios por ingresos extraordinarios para la nación, así mismo se genera un fortalecimiento de la moneda nacional, generación de empleo, reducción de importaciones, así como reducción de tarifas. Por otro lado el Shale Gas impulsará la economía de las energías alternativas.
- **Desventajas en el ámbito Económico:** El fracking necesita de una cuantiosa inversión que a largo plazo no soluciona los problemas de fondo; El potencial de generación de empleo es mayor en los proyectos amigables con el medio ambiente que en fracking; El Shale Gas desincentivará la economía de las energías alternativas.⁸⁷
- **Ventajas en materia Geopolítica:** En este sentido se observa una reducción de la influencia de Rusia e Irán; ha servido como atenuante de las tensiones existentes con China;
- **Desventajas en materia Geopolítica:** La independencia energética solo se logra invirtiendo en energías limpias; en General el lobby petrolero causa daños importantes a la democracia del país.
- **Ventajas en materia de regulación:** Un fracking seguro es posible con una regulación firme que se actualice permanentemente conforme van variando las técnicas y riesgos; Por otro lado los costos operacionales no se ven gravemente afectados ante regulaciones más severas.
- **Desventajas en materia de regulación:** La regulación para las industrias del sector de hidrocarburos es muy laxa; La regulación no prevé aun los daños que puedan ocurrir décadas después de realizada la actividad.
- **Ventajas en materia tecnológica:** Existe una larga experiencia en fracking que permite una práctica cada vez más segura; Es imposible suplir la demanda mundial únicamente con energías limpias con la confiabilidad requerida.

⁸⁷ Myers Jaffe, A. Brune, M. (2013) *Do the benefits derived from shale gas outweigh the drawbacks of fracking?*. The Economist, Recuperado desde <http://www.economist.com/debate/overview/246>

- **Desventajas en materia tecnológica:** Existe un alto y creciente porcentaje de pozos con fallas estructurales.
- **Ventajas en general para la población y salud pública:** Contribuye a la diversificación energética; reduce el uso del carbón, el cual tiene impactos ambientales más severos.; Las consecuencias ambientales del fracking no son muy diferentes a las de los hidrocarburos convencionales sobre los cuales ya hay experiencia y manejo, con excepción del manejo de los volúmenes de agua asociados; La industria está trabajando fuertemente en el desarrollo de tecnologías y estrategias para hacer su actividad más segura para la salud pública y el medio ambiente; Aun no existen estudios concluyentes que relacionen la actividad del fracking con perjuicios a la salud pública.⁸⁸
- **Desventajas en general para la población y la salud pública:** El Shale Gas es una forma de energía extrema que no cambia la dependencia de los Estados Unidos en los combustibles fósiles; La puesta en operación de un millón de pozos para producir Shale Gas tendrá daños importantes en bosques, patrimonios culturales, fauna y flora; Existen riesgos para la salud pública por la presencia de compuestos tóxicos y cancerígenos en los lodos utilizados en la actividad; Hoy por hoy, la industria está exenta de importantes legislaciones en materia ambiental que confirman que la actividad del fracking no es segura; Las industrias no harán nada en materia ambiental más allá de lo que les sea exigido por ley.
- **Ventajas en materia del uso del agua:** Varios tipos de energía convencionales consumen agua con más intensidad que el fracking; Los residuos del fracking son más fáciles de gestionar que los de la energía nuclear; No existen pruebas concluyentes de la contaminación de cuerpos de agua por fracking.
- **Desventajas en materia del uso del agua:** La actividad genera millones de barriles de agua tóxica de difícil disposición; Alto y creciente porcentaje de pozos con fallas estructurales que pueden inducir a filtraciones de fluidos de perforación y contaminación de acuíferos.
- **Ventajas en materia de emisiones de gases de efecto invernadero:** La explotación de Shale Gas tiene como consecuencia la reducción de emisiones de gases de efecto

⁸⁸ Myers Jaffe, A. Brune, M. (2013) *Do the benefits derived from shale gas outweigh the drawbacks of fracking?*. The Economist, Recuperado desde <http://www.economist.com/debate/overview/246>

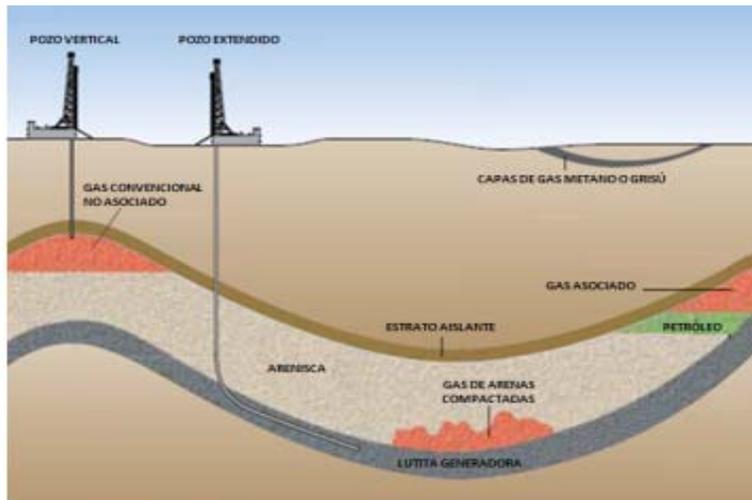
invernadero; Las tasas de fugas de metano son bajas y se ajustan a la regulación, aunque se debe seguir trabajando en ellas.

- **Desventajas en materia de emisiones de gases de efecto invernadero:** Posible aumento de emisiones de gases de efecto invernadero; Las tasas de fugas de metano son muy altas como consecuencia de las fallas en casing, cementación y desgaste de los pozos.

Prioridades a futuro:

Es indispensable que se haga un manejo adecuado de los minerales radiactivos naturales que se encuentran en los flujos de retorno; Implementación de nuevas tecnologías para la reducción de fugas de metano; Implementación paulatina de energías renovables; Desincentivar la explotación de Shale Gas e invertir agresivamente en energías alternativas, como está ocurriendo en otros países; Aumento de la participación de las energías renovables hasta un 80% en 2050.⁸⁹

Grafica No. 38 Resource Play.



Fuentes: Elaboración propia a partir de *Energy Information Administration, World Shale Gas Resources. An initial assessment of 14 regions outside the USA*, V, 2011; McCarthy, Kevin, et al, "La Geoquímica básica del petróleo para la evaluación de rocas generadoras", traducción del artículo publicado en *Oilfield Review*, 2011:13.

^a El término *resource play* se refiere a sedimentos que son yacimientos y fuentes explotables de hidrocarburos. Los yacimientos cubren varios km² de extensión y no están limitados a una estructura geológica determinada.

⁸⁹ Myers Jaffe, A. Brune, M. (2013) *Do the benefits derived from shale gas outweigh the drawbacks of fracking?*. The Economist, Recuperado desde <http://www.economist.com/debate/overview/246>

Los proyectos piloto experimentaron tecnologías que más tarde se convertirían en precursoras de la producción comercial de shale gas. Esto incluye la perforación horizontal, la fracturación multinivel y la fracturación “mancha de +agua” (slick water) o mezcla de agua con arena, reductores de fricción y aditivos químicos. La “mancha de agua” es aplicada a yacimientos de lutita cuya baja viscosidad permite que el fluido se filtre lentamente mediante muchas grietas pequeñas de la roca natural.⁹⁰

La perforación horizontal y la fracturación hidráulica han ampliado sustantivamente la capacidad de recuperación de plays de baja permeabilidad, particularmente los de lutita. En la fracturación hidráulica de lutita, la “mancha de agua” se inyecta a 16.000 litros por minuto, contra el promedio de 10.000 litros por minuto para otros tipos de yacimientos. La “mancha de agua” se aplica normalmente a formaciones de lutita profunda altamente presurizadas. Para las formaciones menos profundas o con menor presión de depósito se usa espuma de nitrógeno.

Tabla No. 7 Uso de agua por pozo para perforación y fracturación (En millones de litros).

Play de gas de lutita	Perforación: Volumen de agua por pozo	Fracturación: Volumen de agua por pozo	Total: Volumen de agua por pozo
Barnett	1,5	8,7	10,2
Fayetteville	0,2 ^a	11,0	11,2
Haynesville	3,8	10,2	14,0
Marcellus	0,3 ^a	14,4	14,7

Fuente: Husain Taha Murtuza, y otros.

Nota: Datos de 2009. Volúmenes aproximados que pueden variar entre pozos.

En general, la perforación convencional requiere grandes volúmenes de agua para enfriar y lubricar el cabezal de perforación y eliminar el lodo resultante. La fracturación hidráulica requiere alrededor de diez veces más agua. La empresa Chesapeake Energy reporta consumir 17 millones de litros en una perforación horizontal típica. La inyección constante

⁹⁰ Estrada, Javier H. (2013) *DESARROLLO DEL GAS LUTITA (SHALE GAS) Y SU IMPACTO EN EL MERCADO ENERGÉTICO DE MÉXICO: REFLEXIONES PARA CENTROAMÉRICA*. Recuperado desde: <http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/8/51438/Desarrollodelgaslutita.pdf>

requiere una fuente de agua abundante. En los Estados Unidos el agua normalmente se transporta en carros tanque al sitio de perforación o por ductos provisionales.⁹¹

Las fracturaciones del Marcellus Shale a partir de ramales horizontales con numerosos intervalos requieren entre 11 y 19 millones de litros de agua por cada pozo lateral (Williams 2011).

Un estudio realizado en 2012 sobre consumo de agua en la producción de shale gas en tres grandes regiones de Texas (Barnett Shale, aproximadamente 15.000 pozos activos a mediados de 2011, Texas-Haynesville Shale, 390 pozos e Eagle Ford Shale, 1.040 pozos). Husain, 2011 muestra que el consumo acumulado de Barnett fue 145 millones de m³, casi equivalente al 9% del consumo anual de Dallas (población 1,3 millones). El uso del agua en plays menor extensión está aumentando rápidamente (6,5 millones de m³ en Texas-Haynesville y 18 millones de m³ en Eagle Ford).

El uso del agua para producir shale gas en Texas es menor al 1% del agua extraída en todo el estado. Sin embargo, los impactos locales varían según la demanda total (Arthur, 2009). Las proyecciones del uso neto acumulado de agua para los próximos 50 años en todos los plays de Texas se estima en 4.350 Mm³, con un máximo anual de 145 Mm³ a mediados de la próxima década, hasta decrecer a 23 Mm³ hacia 2060. Se espera que el consumo de agua para producir shale gas sea sustituido por agua salobre.

El mayor consumo de agua ocurre al inicio de la producción, aunque ahora se intenta reducirlo con “refracturación” y otros procedimientos. La estimación de máxima eficiencia de uso de agua se calcula al final del ciclo de vida de los pozos o de los plays en relación con sus recursos remanentes. Es distinta de la eficiencia del consumo anual y del acumulado.⁹²

7.5. La cuestión del transporte de la producción e infraestructura: el sistema actual tiene capacidad para el transporte de la producción esperada.

Los recursos gas en el mundo son abundantes pero las regiones con excedentes de gas natural a menudo están, literalmente, a océanos de distancia de la mayor demanda.

⁹¹ Estrada, Javier H. (2013) *DESARROLLO DEL GAS LUTITA (SHALE GAS) Y SU IMPACTO EN EL MERCADO ENERGÉTICO DE MÉXICO: REFLEXIONES PARA CENTROAMÉRICA.* Recuperado desde: <http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/8/51438/Desarrollodelgaslutita.pdf>

⁹² Estrada, Javier H. (2013) *DESARROLLO DEL GAS LUTITA (SHALE GAS) Y SU IMPACTO EN EL MERCADO ENERGÉTICO DE MÉXICO: REFLEXIONES PARA CENTROAMÉRICA.* Recuperado desde: <http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/8/51438/Desarrollodelgaslutita.pdf>

Mientras que las tecnologías existen comercialmente para afrontar el reto de desarrollar recursos y entregar el gas natural a los mercados donde su uso es cada vez mas frecuente y el costo y el tiempo necesarios para autorizar y construir la infraestructura lleva décadas de retraso en la realización del beneficio para todas las partes.

El re-descubrimiento del shale gas ha ampliado la posibilidad potencial de algunos países que anteriormente no preveían importantes recursos de gas natural domésticos. Muchos de estos países cuentan con infraestructura de gas inmadura o inexistente. Europa occidental y América del Norte tienen bastante maduros y bien desarrollados los sistemas de gasoductos y de infraestructura de almacenamiento. Sin embargo, incluso estos sistemas relativamente maduros serán desafiados por un aumento sustancial de la oferta de gas natural y uso. Así lo indicó el recientemente publicado Informe 2010 Servicios del Congreso (CRS). Este informe, sobre el uso de gas natural para desplazar el uso de carbón en los EE.UU. para la generación de electricidad reconoció que si bien la cantidad de gas natural puede direccionar y desplazar hasta (35%) de producción de energía basada en carbón. Los defensores del Carbón sostienen que cuando las restricciones del mundo real se incluyen en el análisis (por ejemplo, Sistemas de transmisión, envío, distribución y precio, el transporte y almacenamiento), el gas natural podría sustituir sólo el 5% -9% de la generación de electricidad con carbón (es decir, no más de 4,5% de la generación total de electricidad). De esta manera podemos entender la gran importancia del transporte si queremos aprovechar el potencial del shale.⁹³

La dinámica de operación de infraestructura de gas es significativa y requiere mucho más que las tuberías. La existencia de la infraestructura si está en pleno uso no permitirá la expansión de más gas en el sistema sin necesidad de infraestructura adicional. Otro aspecto que aumenta la complejidad de transportar el gas desde la oferta hasta el usuario final es el hecho de que en muchas zonas del mundo, las tuberías necesitan cruzar las fronteras entre los países que pueden crear problemas geopolíticos nuevos o adicionales para el desarrollo de la infraestructura y operaciones.

Una parte a menudo subvalorada pero esencial de la infraestructura es el almacenamiento. No todas las áreas geológicas tienen la capacidad de proveer almacenamiento. La operación del gasoducto y el suministro constante de oferta a presión como demanda puede variar con el clima y otros factores, es mejor y más eficiente el almacenamiento adecuado. China está desarrollando la segunda tubería de gas natural más larga Este oeste desde Turkmenistán para servir a centros de alta población del este de China. Además,

⁹³ Worl Energy Council (2010) *Encuesta de Recursos Energéticos: Focalizados en Shale Gas*. Recuperado desde: http://www.oilproduction.net/cms/files/shale_gas/esp_shale_gas_report.pdf

están añadiendo capacidad de almacenamiento a lo largo de la tubería dentro de China. India también está aumentando significativamente la infraestructura de transporte y la capacidad de almacenamiento para beneficiar la adición de dos terminales de GNL y la ampliación del desarrollo del gas.

Ahora en lo que a petróleo de refiere, al igual que en el proceso de recuperación del petróleo no convencional, el principal obstáculo para su transporte es la alta viscosidad. Las técnicas más usuales para aliviar el crudo no convencional y facilitar su transporte son las siguientes:

- a) **Upgrading in-situ:** consiste en procesar el crudo dentro del yacimiento y obtener un derivado liviano que pueda ser transportado fácilmente. Para este objetivo se aplica generalmente un cracking térmico y el producto obtenido puede ser usado directamente como combustible para generación de vapor y electricidad.
- b) **Uso de diluyentes:** se aplica el mismo principio que para la recuperación del petróleo no convencional, usando diluyentes para disminuir la viscosidad del crudo y facilitar su transporte.
- c) **Transporte por emulsión:** consiste realizar una inversión de fases del petróleo en agua, mediante la adición de surfactantes generalmente no iónicos en una proporción de 1000 a 2000 ppm, que reducen la tensión superficial del crudo y producen una emulsión de baja viscosidad. Cuando el petróleo tiene ácidos orgánicos, basta agregar sustancias cáusticas como el hidróxido de sodio (NaOH) o el hidróxido de potasio (KOH) para formar emulsionantes naturales que favorezcan la emulsión del petróleo en agua.

Tabla No 8. Reducción de la viscosidad del petróleo crudo con temperatura.

Temperatura (°C)	Crudo parafinoso (cP)	Crudo asfáltico (cP)
25	100	8800
30	28	5500
40	25	2500
50	21	1250
60	19	720
70	17	500
80	15	350

Fuente: Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. Argentina

- d) **Empleo de temperatura:** el incremento de la temperatura para disminuir la viscosidad del crudo es la técnica más antigua y comúnmente utilizada para el manejo de crudos pesados y extra-pesados. Esta técnica es fundamentalmente efectiva en crudos parafinosos donde, como se puede observar en la tabla No. 1, se produce una caída brusca de la viscosidad al pasar de los 25 a los 30 °C, debido a la disolución de la estructura cristalina. A partir de los 30 °C la variación de viscosidad es mucho más discreta. En los crudos pesados y extra-pesados asfálticos la temperatura ocasiona un cambio permanente en la viscosidad reduciéndose a la mitad cada 10 °C. Como se mencionó ya el principal medio para calentar el crudo es el vapor de agua; sin embargo, en pozos de poca profundidad también se suele utilizar calefactores eléctricos para este objetivo.⁹⁴
- e) **Oleoducto lubricado (flujo bifásico):** consiste en inyectar una fina capa de agua en forma anular al petróleo durante sus paso por el oleoducto, de esta forma el agua sirve de lubricante para el crudo produciéndose un flujo de régimen anular, lo cual disminuye considerablemente el gradiente de presión longitudinal en el ducto, reduciéndose también de manera muy importante la potencia de bombeo necesaria para hacer circular el crudo.

En Colombia, según el Ministerio de Minas y Energía, “el sector de los hidrocarburos se divide en dos grandes áreas; exploración y explotación. La primera hace referencia a las actividades de conocimiento geológico sobre los cuales el titular de un bloque adquiere el derecho a explorar un área bajo el cumplimiento de ciertos requisitos establecidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), así como el cumplimiento establecido por las autoridades ambientales del orden nacional y regional. En cuanto a la explotación, las actividades se concentran en producción, transporte y dowstram (transformación del crudo a través de refinerías)”.⁹⁵

⁹⁴ Organización Latinoamericana de Energía (2012) *Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales*.

Recuperado desde:

<http://www.olade.org/sites/default/files/publicaciones/Documento%20Tecnico%20nueva%20portada.pdf>

⁹⁵ Vargas M. Luis Javier (2012) *Hidrocarburos al alza*, *Revista de Logística*. Recuperado desde:

<http://www.revistadelogistica.com/Hidrocarburos-al-alza.asp>



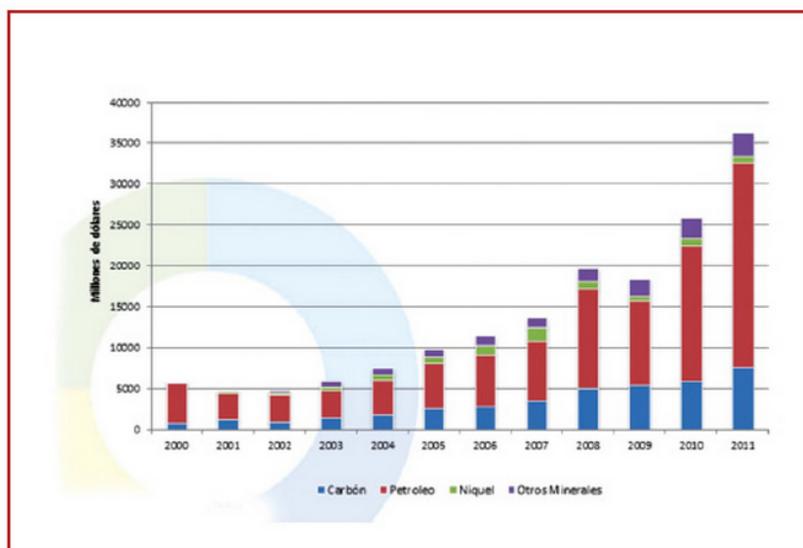
Grafica No. 32 Principales proyectos de ampliación de oleoductos.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia

La producción de hidrocarburos demanda del Estado y de los agentes de la cadena la garantía del abastecimiento, tanto para el país como para generar excedentes de exportación. Para tal fin se cuenta con una cadena de oleoductos, gasoductos y poliductos que permiten el movimiento de crudo y gas desde las zonas de producción hasta los sitios de refinación, distribución (en el caso del gas y los combustibles) y exportación.

Grafica No. 33. Las exportaciones en Colombia.



Fuente: Banco de la República

En Colombia, la complejidad logística es mayor debido a la infraestructura del país. De acuerdo con Antonio Pérez Guzmán, gerente corporativo de logística y materiales de Pacific Rubiales Energy, “las principales problemáticas en la logística de abastecimiento son dos: la disponibilidad de materiales localmente y la infraestructura”.

La industria del petróleo y, en general, de los hidrocarburos tiene una alta especialización en equipos y materiales. La innovación tecnológica es necesaria para los nuevos proyectos y, en ese sentido, la industria nacional carece de ciertos avances, lo cual hace necesario acudir a proveedores internacionales, que son quienes suministran la mayoría de los recursos físicos necesarios para las operaciones.

Esta realidad exige que la logística de importaciones sea lo suficientemente eficiente, sobre todo en temas de transporte de carga seca, para poder llegar con un costo eficiente a los campos petroleros con toda la maquinaria, repuestos, y equipos en general.⁹⁶

En cuanto a infraestructura se refiere, la problemática es aún mayor. La baja disposición, disponibilidad y calidad de carreteras y la imposibilidad de hacer transporte multimodal, por ejemplo fluvial o férreo, es típica de un país tercermundista. El transporte terrestre es altamente impactado en sus costos y sobre todo en sus tiempos, por la poca versatilidad de las vías.

Todos estos factores hacen que el costo de producción y adquisición de materiales, equipos y nuevas tecnologías se eleve considerablemente, más aún cuando los campos de petróleo se encuentran lejos de las costas, principalmente en el interior del llano y en el suroccidente del país, lo que contribuye a hacer cada vez más compleja la cadena de abastecimiento, así como las operaciones logísticas necesarias para la producción.

Por su parte, Nelson Beltrán, especialista en temas de cadenas de abastecimiento de Ernst & Young Colombia, apunta: “El auge del sector de hidrocarburos y la minería, en particular llena de entusiasmo a todos los que le apostamos al crecimiento de la economía colombiana. Sin embargo, todos los recursos que están entrando al país tienen un reto muy importante para hacer realidad las expectativas que se tienen, ese reto es la infraestructura”.

Además cuestiona: “¿Está nuestra infraestructura lista para soportar el volumen que esta nueva industria requiere? La respuesta es muy sencilla y desalentadora. Colombia no

⁹⁶ Vargas M. Luis Javier (2012) *Hidrocarburos al alza*, *Revista de Logística*. Recuperado desde: <http://www.revistadelogistica.com/Hidrocarburos-al-alza.asp>

cuenta con la infraestructura para responder a los retos de la industria minera. Vemos con preocupación el caso de las grandes reservas que se han hallado en Rubiales y recientemente en el campo Quifa, para los cuales se construyó un nuevo oleoducto que al parecer ya va a ser insuficiente para sacar de manera eficiente el petróleo de esa región de los Llanos Orientales”.⁹⁷

No obstante, según el Ministerio de Minas y Energía: “El segmento de transporte de hidrocarburos en Colombia continúa creciendo para responder al crecimiento de la producción de las compañías que operan en el país”. De acuerdo con Ecopetrol, en el 2011 este segmento registró un aumento del 13% en la capacidad total del transporte de crudo y un 27% en la capacidad total de transporte de productos, lo que se considera como una ventaja del país en aras de aumentar sus exportaciones y a fin de evitar que la infraestructura se convierta en un cuello de botella.

⁹⁷ Vargas M. Luis Javier (2012) *Hidrocarburos al alza*, *Revista de Logística*. Recuperado desde: <http://www.revistadelogistica.com/Hidrocarburos-al-alza.asp>



8. ASPECTOS LEGALES Y REGULATORIOS.

Los enormes recursos económicos, que están involucrados en las operaciones propias de la industria de los hidrocarburos, y los cambios producidos en las corrientes del comercio internacional de los hidrocarburos reafirman la importancia estratégica que tienen, como insumo indispensable para la economía de una nación.

Además, si tenemos en cuenta que la consolidación de fuentes alternativas de energía, sustitutivas del consumo de hidrocarburos, es un proceso que requiere de un tiempo importante. Permite avizorar el predominio central y duradero por un largo tiempo, de los hidrocarburos como fuente energética indispensable para el desarrollo de la actividad económica internacional, y demás actividades para el desarrollo de un país.

8.1. Breve descripción de los distintos sistemas jurídicos que rigen el dominio de los hidrocarburos en los mercados internacionales.

Entre los autores que han tratado este tema, existe una coincidencia generalizada en señalar que en el concierto de las naciones que cuentan en su territorio con una reserva de hidrocarburos. Se pueden distinguir fundamentalmente dos tipos de sistemas predominantes, que posibilitan adjudicar la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos.

Ellos son:

- El Derecho de dominio por accesión;
- El sistema del dominio Estatal Originario, Soberano o Real;

Sin perjuicio de ello, existen distintos regímenes legales que adoptan estos principios y estructuran la industria conforme a ellos, pero con una tendencia pragmática que combina varias modalidades de cada uno de los sistemas enunciados.

Ello posibilita, entonces, sostener la existencia de un tercer sistema normativo que podemos calificar como sistema mixto. Es decir muchos países estructuran distintos modelos de régimen de dominio de los yacimientos de hidrocarburos. Incorporan para ello variados principios provenientes de los distintos regímenes internacionales existentes, ello conforme a la política estatal adoptada para cada circunstancia histórica.

8.1.2 Breve descripción de cada uno de los sistemas mencionados:

8.1.2.1. El Derecho de Dominio por Accesión:

Se trata de un régimen jurídico propio del Derecho Anglosajon o del Common Law, adoptado por los países que regulan sus instituciones con las normas provenientes de ese ordenamiento jurídico. Como por ejemplo Gran Bretaña, algunos estados de Estados Unidos y de Canadá.

8.1.2.2. Principales disposiciones de este sistema:

Conforme a los principios de este sistema domininal, la propiedad de una superficie de terreno comprende la propiedad del suelo y también la propiedad plena del subsuelo y como consecuencia de ello, la de todas las sustancias contenidas allí.

La justificación de este sistema de Dominio, encuentra su fundamento en la doctrina internacional que sostiene que el Derecho de Propiedad sobre una superficie de terreno es un Derecho natural, absoluto y anterior a la potestad estatal de su regulación.

Ya desde el Derecho Romano era mencionado este principio de manera contundente y absoluta al decir “Cujus est soli, ejus est, usque ad coelum et ad íferos” (A quien le corresponda la propiedad del suelo, le corresponde la propiedad de todo lo existente sobre la superficie y sin límites hasta el cielo y todo lo existente bajo la superficie y sin límites hasta lo más profundo.

Es decir, el derecho de propiedad, en esta concepción legal, es absoluto y total, comprendiendo toda la altura y toda la profundidad sobre la cual se proyecten perpendicularmente los límites del terreno.⁹⁸

Relativizando esta concepción extrema en materia de derechos naturales absolutos, la doctrina francesa, en especial, sostiene que los principios antes enunciados no son mas que la consecuencia de las disposiciones de la ley positiva respetuosa de los derechos individuales y favorables al derecho de propiedad y a su extensión, y no necesariamente la aplicación de un principio de derecho natural absoluto.

⁹⁸ Zapata Eduardo, (2012) *Aspectos Legales de la Exploración y Producción de Hidrocarburos en la Republica argentina*, Texto no publicado.

8.1.2.3. Extensión y resultados de la adopción de este principio legal.

En la actualidad, este principio es aplicado fundamentalmente en los Estados Unidos, en especial en algunos de sus estados con tradicional actividad de producción Hidrocarburífera.

Así, la vigencia de este principio permitió que las sustancias del subsuelo. De propiedad de los individuos dueños de los fundos superficiales y no de propiedad del Estado, Fueran aprovechadas por sus dueños.

De esta forma, alentó la inversión, la toma de riesgo y la incorporación constante de innovaciones tecnológicas por particulares que decidieron arriesgar la inversión de sus recursos monetarios en procura del rédito proveniente de la explotación de esas sustancias.

La actividad petrolera, entonces, se extendió con rapidez a lo largo del país aportando prosperidad a zonas hasta ese momento más inhóspitadas y desérticas, por otra parte la posibilidad de descubrir hidrocarburos incentivó también el accionar exploratorio de muchos propietarios rurales e inversores independientes.⁹⁹

8.1.2.4. Conclusión:

Hacia finales del siglo XIX, la actividad petrolera en Estados Unidos, se transformó en una fuente insospechada e inesperada de beneficios que derramó esas consecuencias sobre muchas regiones menos favorecidas para los cultivos tradicionales.

Así un número importante de pequeños propietarios de zonas de baja productividad agropecuaria cambiaron su suerte con el hallazgo de petróleo y gas en sus territorios, ello con el acelerado reacomodamiento de los precios de las propiedades rurales.

⁹⁹ Zapata Eduardo, (2012) *Aspectos Legales de la Exploración y Producción de Hidrocarburos en la Republica argentina*, Texto no publicado.

8.1.3. Sistema de Dominio Estatal Originario, Soberano o Real:

Este sistema establece que el dominio originario de los yacimientos de Hidrocarburos pertenece al estado soberano, o a la corona del Reino respectivo donde ellos se encuentren.

Para esta categoría de minerales el régimen jurídico dominial establece que originariamente, los yacimientos pertenecen exclusivamente al Estado según el territorio donde se encuentren y respecto de los cuales el terreno superficial es un accesorio.

Como consecuencia de ello, el dominio de los yacimientos petroleros pertenece al Estado Nacional o Provincial según su lugar de yacencia.

8.1.3.1. Principales disposiciones de este sistema:

En este sistema, la propiedad de las sustancias mineras, los hidrocarburos en este caso, es atribuida a la soberanía estatal es decir el Estado en cuyo territorio on y off shore, se encuentren los yacimientos respectivos.

Es necesario mencionar que el origen de estas disposiciones tiene un raigambre en el sistema económico feudal, en el cuál el titular del Poder Feudal (hoy el Estado Soberano “heredero” de este poder) poseía en propiedad la totalidad de las tierras y de las sustancias contenidas dentro de los límites de su pertenencia.

Los regímenes jurídicos provenientes de este sistema han facilitado las intervenciones de los Estados que, invocando el ejercicio de un derecho soberano justifican sus medidas de regulación de la industria y que, en determinados casos, ha conducido al proceso final de la monopolización o estatización de algunos o todos los sectores de la industria.

Es el caso de muchos países latinoamericanos donde este proceso se ha llevado con continuidad, incluidos los casos de Colombia y Argentina.¹⁰⁰

En el ejercicio de ese poder omnímodo, el Estado, titular del dominio, dispone el régimen de usufructo de su explotación por empresas Privadas o Públicas a través de contratos que poseen diferentes formas jurídicas, tales como:

¹⁰⁰ Zapata Eduardo, (2012) *Aspectos Legales de la Exploración y Producción de Hidrocarburos en la Republica argentina*, Texto no publicado.

- Acuerdos de producción compartida
- Contratos de riesgo compartido
- Sociedades u otras de asociación (Unión Transitoria de empresas por ejemplo)
- Contratos de locación de obras y servicios
- Contratos de exploración y explotación
- Contratos de concesión y contratos de licencia

8.1.3.4. Breve referencia a los sistemas denominados mixtos.

Los expositores internacionales afirman que en numerosos países los sistemas dominiales y regulatorios establecidos por la legislación respectiva, resultan de combinaciones que concilian principios provenientes de ambos regímenes típicos a los que hemos hecho referencia anteriormente.

De esta forma es usual que el estado fije – legislativa o reglamentariamente, las condiciones para el ejercicio del Derecho Minero. Para ello dispone de una facultad discrecional por la que reglamenta detalladamente los trámites y condiciones para la elección de los titulares del derecho de exploración, garantizando su exclusividad, a quienes resultan seleccionados, durante el periodo de explotación y por un plazo determinado.

En la práctica la aplicación de estos principios condujo a la formalización de dos sistemas de ejercicio del derecho soberano de los Estados. Conforme uno de ellos la legislación y su reglamentación fijan las modalidades de ejercicio de los derechos elaborando un marco un marco de referencia normativo a través del cual se limita a un mínimo de las cláusulas y condiciones que podían ser negociadas entre el Estado y el futuro líder de los derechos mineros.

Es, en particular el caso de lo que ocurre en muchos países americanos, europeos y del Commonwealth. Como otra experiencia concreta se puede apreciar un sistema distinto. En ausencia de una legislación propia para los hidrocarburos o en aquellos casos en los que existe solo una ley marco general, fijando grandes líneas de conducción o la mera designación de objetivos para la industria de los Hidrocarburos, el Estado se reserva el derecho de fijar la mayor parte de las condiciones de ejecución de las operaciones de exploración y explotación de las sustancias mineras.

Luego, lo que propone este modelo son negociaciones particulares con los futuros titulares de los derechos lo que muchas veces implica acuerdos que reglamentan o condicionan la aplicación de disposiciones legales generales relativas al Derecho minero.¹⁰¹

En todos estos casos existe un común denominador relativo a las potestades publicas Estatales; el Estado Soberano afirma el principio de propiedad sobre las sustancias existentes en el subsuelo y fija las modalidades para su explotación por cualquiera de las formas jurídicas seleccionadas. Por ejemplo, concesiones de explotación, contratos de licencia, contratos de producción compartida, contratos de locación de obras y servicios, etc... De esta manera queda reflejada la condición pragmática en que se desenvuelve en la actualidad el desarrollo de las operaciones de exploración y explotación en el mundo.¹⁰²

8.2 Introducción al caso Colombiano

8.2.1 Primeras conclusiones vinculadas a los beneficios que se han generado con el desarrollo de esta industria:

La primera y más importante conclusión a la que podemos arribar luego de un análisis holístico de este Sector de nuestra economía, es que el uso de los recursos Hidrocarburiíferos hallados en territorio Colombiano han generado abundantes beneficios para nuestra sociedad, durante este periodo de más de 100 años que estamos considerando.

Su disponibilidad en cantidades y costos razonables ha contribuido decisivamente al desarrollo de la economía nacional, de sus industrias y al bienestar y confort de la vida de sus habitantes. Ello pone de relieve la estrecha relación con las concepciones económicas y políticas que entran en juego. En esta misma forma se manifiestan las limitaciones o restricciones que los gobiernos, y en su caso, los entes estatales so nacionales, encuentran para entrar en arreglos, acuerdos, convenios o contratos que en una u otra forma afecten el dominio del Estado, y la modalidad de titulo sobre los hidrocarburos que retiene el Estado o el ente estatal.

La regla general en Latinoamérica es que el Estado ejerce derechos inalienables e imprescriptibles sobre los hidrocarburos, por lo que hace valer su dominio sobre ellos. Sin

¹⁰¹ Zapata Eduardo, (2012) *Aspectos Legales de la Exploración y Producción de Hidrocarburos en la Republica argentina*, Texto no publicado.

¹⁰² Zapata Eduardo, (2012) *Aspectos Legales de la Exploración y Producción de Hidrocarburos en la Republica argentina*, Texto no publicado.

embargo, no existe un régimen uniforme susceptible de un enfoque unitario. De allí que, para efectos de análisis jurídico, sea pertinente esclarecer que es lo que sustancialmente abarca el dominio del Estado y cuáles son los alcances que tiene, en cuanto a la transferencia de título sobre los hidrocarburos en yacimiento, para los efectos de su extracción, o bien, una vez extraídos, para efectos de procesamiento o exportación.

8.2.2 Aspectos legales que presidieron el desarrollo de la Industria de los Hidrocarburos en Colombia:

Terminada la gran revolución industrial, se inicia la civilización del petróleo. Desde mediados del siglo XIX el petróleo se convierte en la fuente principal de energía, en la materia prima de una nueva cultura que habría de establecer un nuevo equilibrio geopolítico en el mundo. Dentro de este orden de ideas, todo depende, en una u otra forma, de sus productos y derivados. Actualmente tiene particular relevancia en las relaciones de los hemisferios norte y sur y será un factor determinante en las relaciones internacionales el próximo siglo. El petróleo tiene, en consecuencia, un claro significado político.

Desde el punto de vista nacional, Colombia ha visto poco a poco descubrir su petróleo y comprobar que sus yacimientos y reservas son abundantes. La economía nacional cuenta así con una nueva fuente de ingresos, que puede llegar a ser la principal del estado.

El país, consciente de la importancia que tienen, por diversos aspectos, los recursos del subsuelo, ha creado mecanismos jurídicos para explotarlos y establecer sobre ellos relaciones con otros países y empresas. Creó y consolidó, con este propósito, la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, que tiene por objeto principal, como dispone la legislación (Decreto 2310 de 1974), administrar el petróleo nacional, directamente o por medio de contratos con otras empresas.¹⁰³

Desde el punto de vista jurídico, el régimen de las minas precede al del petróleo, pues existe desde la época del virreinato hasta la actualidad. Desde el Derecho Romano rigen

¹⁰³ Mora Osejo Humberto, (2011) *El Régimen Jurídico Colombiano para la Explotación de Hidrocarburos*. Petróleo política de contratación y competitividad. Recuperado desde:
http://books.google.com.ar/books?id=nyd0TJiG_qYC&pg=PA83&lpg=PA83&dq=hidrocarburos+r%C3%A9gimen+juridico+colombia&source=bl&ots=Hn_M1XfM1Z&sig=G7Vg4Ng5HKM-McxbqKMB-BSwGk0&hl=es&sa=X&ei=jnCOU4WfF8jMsQS_14EI&ved=0CBoQ6AEwAA#v=onepage&q=hidrocarburos%20r%C3%A9gimen%20juridico%20colombia&f=false

dos concepciones básicas sobre la propiedad del subsuelo. Según la primera, el suelo y el subsuelo son inseparables y, por lo tanto, el dueño del suelo lo es del subsuelo. Sin embargo, en la propia Roma poco a poco se disgregan estos dos conceptos, imponiéndole la noción que consideraba la propiedad minera como completamente diferente a la del suelo. Aparece, pues, desde remotos tiempos, la concepción regaliana según la cual el subsuelo, independientemente del suelo, pertenece al Rey o al estado. Ella habría de ser la fundamental del país en todo el decurso de su historia.

En la época del Virreinato, desde el Ordenamiento de Alcalá, de 1348, que fue incorporado en la Novísima Recopilación, hasta la Ordenanza de Minería de Nueva España, de 1783, siempre se dispuso que los yacimientos mineros pertenecían al rey, quien los adjudicaba en propiedad y posesión a sus súbditos para que los explotaran, mediante el pago de una regalía. Era una política económica y fiscal que propendía por el incremento de la producción y de los ingresos de la corona.

La in explotación económica y la falta de pago de las regalías implicaban la pérdida del derecho que, por lo mismo, volvía a la corona. Esta concepción se mantuvo cuando el país se constituye como nación independiente: el subsuelo pertenecía al Estado, que regulaba, de diverso modo, la manera de explotar los yacimientos mineros. En este orden de ideas, el artículo 188 de la Constitución de Cúcuta de 1821, dispuso que quedaban vigentes las leyes españolas mientras no fueran contrarias a la Constitución y a las leyes de la República.

Al asumir el poder, tras la crisis política originada en la convención de Ocaña de 1828, Bolívar dispuso, mediante decreto expedido en 1829, que los yacimientos mineros pertenecen al Estado, el que los daba en propiedad a los particulares, con la condición de que los explotaran y pagaran una regalía. Este régimen se mantuvo prácticamente idéntico hasta cuando, en 1858, se expidió la Constitución que instituyó la Confederación Granadina. El artículo 6 de esta carta dispuso, en relación con el subsuelo, que pertenecían a la confederación las minas de esmeralda y sal gema; según el artículo 8 de la misma carta política, las demás a los estados de la confederación, que las podían explotar de acuerdo con su propia legislación. Cada uno de los 9 estados, con base en esta disposición, legisló de manera diferente. Algunas leyes de los estados, como el código de Minas de Antioquia, establecieron el principio según el cual el dueño del suelo también lo era del subsuelo. Por este motivo el régimen minero colombiano, que era unificado sufrió una gran dispersión.

Vigente ya la Constitución de 1863, que fortaleció el régimen federal, se expidió la ley 106 de 1873, sobre el Código Fiscal Nacional, que tiene singular importancia en el país. Mediante los artículos 1116 y 1126 del Código Fiscal, el Estado Federal se reservó la

mayoría de las minas, entre las cuales se cuentan los yacimientos petroleros, existente en los bienes “baldíos o de propiedad nacional”

En 1886 se produjo el gran cambio constitucional que instituyó el centralismo político y la descentralización administrativa. El artículo 202, ordinal 2 de la constitución nacionalizó el subsuelo. Dispuso que pertenecían al Estado, entre otros, “los baldíos, minas y salinas que pertenecían a los Estados, cuyo dominio recobra la Nación, sin perjuicio de los derechos constituidos a favor de terceros por dichos estados, o a favor de éstos por la Nación a título de indemnización”

La Ley 38 de 1887 dio carácter nacional al Código de Minas de Antioquia. El artículo primero de esta ley dispuso que las minas de esmeraldas y sal gema pertenecen a la Nación; al Estado la de oro, plata, platino y cobre, que podían ser adjudicadas, y a los particulares todas las demás. El artículo 5 de la Ley 38 de 1887 concedió “un plazo de un año” a las personas que por ser dueñas del suelo lo eran del subsuelo para que exploren y denuncien sus minas y así puedan conservar su propiedad. Al vencimiento de este término, sin que ello sucediera, cualquier persona podía denunciar las minas para que le fueren adjudicadas.

Además el artículo 11 *ibidem* dispuso que las personas propietarias de minas tenían que explotarlas y pagar las regalías; de lo contrario se extinguía el derecho.¹⁰⁴

Poco después de entrar en vigencia la ley 38 de 1887, se expidió la Ley No. 57 del mismo año, que puso en vigencia, como legislación nacional, el Código fiscal de 1873 que, mediante el artículo 1126, reservó para el Estado las minas existentes en los baldíos y demás bienes nacionales, que salieron de su patrimonio con posterioridad al 28 de octubre del año indicado. De manera que la legislación minera, incluida la de los hidrocarburos, se ha caracterizado porque, de modo prevaleciente, reconoce que el estado es el dueño del subsuelo, que cede a los particulares, en propiedad o concesión, para su explotación.

Excepcionalmente, como consecuencia de la legislación de los estados, expedida durante la vigencia de la constitución de la Confederación Granadina, actualmente es posible

¹⁰⁴ Mora Osejo Humberto, (2011) *El Régimen Jurídico Colombiano para la Explotación de Hidrocarburos*. Petróleo política de contratación y competitividad. Recuperado desde:
http://books.google.com.ar/books?id=nyd0TJiG_qYC&pg=PA83&lpg=PA83&dq=hidrocarburos+r%C3%A9gimen+juridico+colombia&source=bl&ots=Hn_M1XfM1Z&sig=G7Vg4Ng5HKM-McxbqKMB-BSwGk0&hl=es&sa=X&ei=jnC0U4WfF8jMsQS_14EI&ved=0CBoQ6AEwAA#v=onepage&q=hidrocarburos%20r%C3%A9gimen%20juridico%20colombia&f=false

reconocer la propiedad privada del subsuelo, en los terrenos que eran baldíos del Estado antes del 28 de Octubre de 1873, fecha en que entro en vigencia el Código Fiscal, y que fueron adjudicados a los particulares con fundamento en las legislaciones de los estados que dispusieran que el dueño del suelo también lo era del subsuelo. Pero, si los estados no los adjudicaron a los particulares, al entrar en vigencia el artículo 202, ordinal 2 de la Constitución de 1886, esos bienes volvieron al patrimonio del Estado.

De esta forma se pueden señalar, a este respecto, dos criterios contrapuestos: El primero afirma que el propietario del suelo lo es del subsuelo si el derecho lo adquirió, con base en la legislación de los estados, en terreno que salió del patrimonio del Estado Federal antes del 28 de octubre de 1973, en el lapso comprendido entre 1858 y 1873. Se agrega que el título de propiedad del suelo debe consistir en un acto administrativo, expedido por una autoridad pública que acredite que el bien fue adjudicado como baldío a una persona particular, con base en la legislación de uno de los estados que integraban la Federación, o en una sentencia ejecutoriada que reconociera el título y demostrara los mismos hechos mencionados: pues, según sentencia de la Corte Suprema de Justicia. Del 1 de septiembre de 1945, si antes del 28 de octubre de 1873 el Estado Federal cedió un baldío a uno de los estados y éste no lo adjudicó a una persona particular, al entraren vigencia el artículo 202 de la constitución de 1886, ese bien volvió al patrimonio del Estado Unitario y quedó comprendido por la reserva prescrita por el Código Fiscal, adoptado por la 57 de 1887.¹⁰⁵

El segundo criterio, por el contrario, estima que, además del título y los hechos concurrentes indicados, para acreditar la propiedad privada sobre los yacimientos mineros y de hidrocarburos, es menester comprobar que el derecho radica en un yacimiento descubierto antes del 22 de diciembre de 1969, fecha en que fue sancionada la Ley 20 del mismo año. Es decir, para demostrar la propiedad privada del subsuelo esta concepción exige, además del título de modo, que consiste en el yacimiento descubierto antes del 22 de diciembre de 1969.

La Corte suprema de Justicia, en algunas sentencias, como en la del 14 de abril de 1943, sustentó el primero de los criterios de interpretación indicados, y en las del 12 de junio de 1923 y 29 de agosto de 1963 prohió la doctrina contraria que requiere, como se ha

¹⁰⁵ Mora Osejo Humberto, (2011) *El Régimen Jurídico Colombiano para la Explotación de Hidrocarburos*. Petróleo política de contratación y competitividad. Recuperado desde:

http://books.google.com.ar/books?id=nyd0TJiG_qYC&pg=PA83&lpg=PA83&dq=hidrocarburos+r%C3%A9gimen+juridico+colombia&source=bl&ots=Hn_M1XfM1Z&sig=G7Vg4Ng5HKM-McxbqKmb-BSwGk0&hl=es&sa=X&ei=jnC0U4WfF8jMsQS_14EI&ved=0CBoQ6AEwAA#v=onepage&q=hidrocarburos%20r%C3%A9gimen%20juridico%20colombia&f=false

indicado, para demostrar la propiedad privada sobre los yacimientos de hidrocarburos, acreditar el título y que este radicado en un yacimiento descubierto antes del 22 de diciembre de 1969. El consejo de estado, con sentencias del 28 de enero y el 11 de mayo de 1971, proferidas por la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso Administrativo, acogió la jurisprudencia de la corte suprema de Justicia expuesta en las dos últimas decisiones antes indicadas, sobre todo, en la del 29 de agosto de 1963.

Además, la misma Sección Tercera, en sentencia del 4 de marzo de 1994, reitero su jurisprudencia, antes expuesta, al definir el alcance, sobre todo, de los artículos 1 y 13 de la Ley 20 de 1969, en el sentido de considerar que para comprobar la propiedad privada del petróleo es menester acreditar el título, expedido en la forma explicada, y que el corresponde a un yacimiento de hidrocarburos descubierto antes del 22 de diciembre de 1969. La misma sentencia dedujo que la conclusión expuesta tras considerar que “el artículo 1 de la Ley 20 de 1969 no convalida situaciones ni derechos anteriores a la vigencia de la ley, sino que a partir de esta exige que el derecho constituido se radique en un yacimiento descubierto con el objeto de poner en consonancia la legislación con el artículo 202 de la Constitución” anterior, reiterado, sin solución de continuidad, por el artículo 332 de la actual carta política.¹⁰⁶

La Corte Constitucional, en sentencia del 18 de enero de 1993, estimó que mediante el artículo 332 de la constitución “se reitera, gracias a su amplia formulación, el contenido básico del artículo 202 de la codificación Constitucional anterior”; que “la afirmación de la propiedad que hace la constitución a favor del Estado convierte a la Carta en título de esta reserva mineral” y que como los derechos particulares sobre el subsuelo “desafían” este derecho del estado, “la carga de la prueba corresponde al interesado en desplazar en su beneficio una parte de la riqueza minera...”

La Ley 97 de 1993 interpretó la ley 20 de 1969 y al efecto reiteró su sentido, particularmente el de los artículos 1 y 13. La Corte Constitucional, por sentencia del 29 de septiembre de 1994, declaró constitucional la mencionada ley.

¹⁰⁶ Mora Osejo Humberto, (2011) *El Régimen Jurídico Colombiano para la Explotación de Hidrocarburos*. Petróleo política de contratación y competitividad. Recuperado desde:
http://books.google.com.ar/books?id=nyd0TJiG_qYC&pg=PA83&lpg=PA83&dq=hidrocarburos+r%C3%A9gimen+juridico+colombia&source=bl&ots=Hn_M1XfM1Z&sig=G7Vg4Ng5HKM-McxbqKMB-BSwGk0&hl=es&sa=X&ei=jnC0U4WfF8jMsQS_14EI&ved=0CBoQ6AEwAA#v=onepage&q=hidrocarburos%20r%C3%A9gimen%20juridico%20colombia&f=false

La Corte Constitucional consideró, en la mencionada sentencia, que, según la Ley 20 de 1969, “Los derechos adquiridos por particulares sobre el subsuelo petrolero debían estar vinculados a un yacimiento descubierto hasta el momento de publicación de la misma”; que los artículos 3 y 5 del decreto ley 2655 de 1988 (actual Código de Minas) reiteran “lo señalado en la mencionada ley 20 de 1969, en los términos en que es interpretada ahora por la Ley 97 de 1993, es decir, que la exención (sic) prevista en la citada ley solo comprende las situaciones jurídicas subjetivas y concretas debidamente perfeccionadas, vinculadas a yacimientos descubiertos válidos jurídicamente, antes del 22 de diciembre del mismo año” y que “la Ley 97 de 1993 es una interpretación plausible y razonable de la voluntad del legislador mismo...”.

La Constitución se refiere en concreto a que las minas “pertenecen a la Republica” (artículo 204), así como los bienes, derechos, valores y acciones que por leyes o decretos del gobierno nacional, o por cualquier otro título, pertenecieron a los extinguidos estados soberanos, “cuyo dominio recuperó la Nación”. Por consiguiente, el Código de Petróleos y las legislaciones subsiguientes reconocen al estado, y a los particulares propietarios de inmuebles antes de la emisión de la disposición específica, potenciales derechos sobre los hidrocarburos.

La ley numero 20 de 1969 estipuló que las minas pertenecen a la nación “sin perjuicio de los derechos constituidos a favor de terceros”, y luego calificó: “esta excepción, a partir de la vigencia de la presente ley, sólo comprenderá las situaciones jurídicas vinculadas a yacimientos descubiertos” El artículo 13 consignó que lo anterior se aplica también a los yacimientos de hidrocarburos.

El Decreto 797 de 10 de mayo de 1971, que reglamenta la anterior Ley dispuso: Articuló 1. De acuerdo con el Artículo 202 de la constitución Nacional y con los Artículos 10 y 30 de la ley 20 de 1969, todos los yacimientos de hidrocarburos pertenecen a la Nación. Se exceptúan de esta regla general los derechos constituidos a favor de terceros y de allí aclaró, dicha excepción, a partir del 22 de diciembre de 1969, solo comprende las situaciones jurídicas subjetivas y concretas debidamente perfeccionadas y vinculadas a uno o varios yacimientos descubiertos. Se entiende que únicamente reúnen tales requisitos las situaciones individuales creadas con anterioridad a la fecha citada por un título específico de adjudicación de hidrocarburos como mina, o por una sentencia definitiva, siempre que tales actos conserven su validez jurídica.

De allí en adelante el gobierno puede declarar reserva nacional cualquier área del país que ofrezca posibilidades petrolíferas, para efecto de aportarla a la Empresa colombiana de Petróleos, sin sujeción al régimen ordinario de contratación y licitación, a fin de que la

empresa la explore, explote y administre, directamente o en asociación con el capital público o privado, nacional o extranjero.¹⁰⁷

Si bien el sistema legal Colombiano estableció la exploración y explotación por la Empresa Colombiana de Petr6leos, actuando por s3, y mediante contratos con terceros de los hidrocarburos cuyo dominio corresponde a la naci6n, tambi6n hab3a establecido el r6gimen de concesiones con anterioridad, y, adem6s, t3tulos espec3ficos de adjudicaci6n de hidrocarburos como mina a los particulares propietarios de bienes inmuebles, o mediante sentencia definitiva a su favor. De esta manera por Decreto legislativo n6mero 2310 de 1974, se dictaron normas tendientes a la abolici6n del r6gimen de concesiones en materia de hidrocarburos de propiedad nacional, a la Empresa colombiana de Petr6leos, la cual podr6 llevar a efecto dichas actividades directamente, o por medio de contratos de asociaci6n, operaci6n, de servicios o de cualquier otra naturaleza, distintos de las concesiones, celebrados con personas naturales jur3dicas nacionales o extranjeras. El art3culo 1 exceptu6 los contratos de cesi6n vigentes a la fecha de expedici6n de dicho decreto. Octubre 28 de 1974.

El Decreto n6mero 743 del 21 de abril del 1975 reglamentando la anterior legislaci6n consign6 que s6lo la empresa Ecopetrol tendr6 derecho a ocuparse de la exploraci6n y explotaci6n de los hidrocarburos de propiedad nacional, ubicados en cualquier 6rea del dominio continental o insular de la rep6blica, en su mar territorial o en su plataforma submarina, pudiendo hacerlo por s3, o por medio de contratos, que en ning6n caso ser6n de cesi6n (art3culo 3) quedando sujetos los contratos al derecho privado (art3culo 4). La empresa, por otra parte, fue facultada para renunciar en cualquier tiempo las concesiones de las cuales llegare a ser 6nica titular y las respectivas zonas quedar3an sujetas a asignaci6n a la empresa por el Poder Ejecutivo.¹⁰⁸

Se aprecia, a la luz de lo anterior, el r6gimen dual de dominio) propiedad en el caso colombiano) de los hidrocarburos, y el car6cter de excepci6n que tiene el derecho de los particulares. As3 tambi6n, se observan los procesos de reafirmaci6n del dominio del estado, y de reversi6n concesional. El formalismo que a primera vista aparece responde con claridad al concepto de juridicidad, y de ah3 que las soluciones aplicadas al caso de “derechos adquiridos” no sean vagas, sino concretas y precisas. El r6gimen contractual es,

¹⁰⁷ Villagran Kramer, francisco. (2010) *Reg3menes Legales sobre Hidrocarburos en Latinoam3rica*. Recuperado desde: <http://biblio.juridicas.unam.mx/libros/1/376/7.pdf>

¹⁰⁸ Villagran Kramer, francisco. (2010) *Reg3menes Legales sobre Hidrocarburos en Latinoam3rica*. Recuperado desde: <http://biblio.juridicas.unam.mx/libros/1/376/7.pdf>

por su lado el que da lugar a la traslación de tirulo sobre los hidrocarburos extraídos, y el “agotamiento” del yacimiento solo favorece a los particulares, y con cesionarios o contratistas con derechos vigentes a la expedición del decreto legislativo número 2310 de 1974 (artículos 6 y 7)

8.2.3 Conclusión final respecto al sistema de dominio predominante en Colombia:

En la actualidad, y hacia el futuro, pareciera no existir duda acerca de la propiedad pública del subsuelo en Colombia y de que el titular del dominio sobre el mismo es el estado. Esta conclusión permite también definir el titular del dominio sobre los yacimientos de hidrocarburos presentes en dicho subsuelo.

Sin embargo, a esta conclusión no se llega por que el ordenamiento así lo indique con claridad sino sólo luego del análisis de diferentes disposiciones. Incluso hoy, la redacción misma del texto constitucional que se refiere al tema podría generar dudas sobre la posible existencia de propiedad privada del subsuelo en ciertos casos.¹⁰⁹

8.2.4 Marco Normativo para la Extracción de Hidrocarburos no convencionales en Colombia.

Dada la importancia que han adquirido los yacimientos no convencionales dentro del espectro de producción mundial de hidrocarburos, en el año 2008 el Gobierno Nacional expidió unos lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón, mediante el documento CONPES 3517, con el fin de incentivar el desarrollo de la explotación de estos hidrocarburos.

Bajo los lineamientos mencionados, la Agencia Nacional de Hidrocarburos realizó un estudio para evaluar el potencial del país en esta materia con la firma Arthur D Little.

En el mismo sentido, el Ministerio de Minas y Energía en cabeza de la Dirección de Hidrocarburos, en convenio con el Departamento Nacional de Planeación, DNP, contrató el estudio para la elaboración de un modelo contractual y de la reglamentación técnica necesaria para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos (gas metano asociado al carbón, el gas de esquisto (shale gas), el crudo

¹⁰⁹ Cuervo Pontón Luis Enrique. (2001) *Introducción al derecho y a la política de petróleo*. Recuperado desde: <http://books.google.com.ar/books?id=4dC17BK1BxUC&pg=PA74&dq=derecho+petroleos+en+colombia&hl=es&sa=X&ei=pjW8U5f8LfOlsQTFxIDQDA&ved=0CCMQuwUwAQ#v=onepage&q=derecho%20petroleos%20en%20colombia&f=false>

proveniente de lutitas o arenas bituminosas (oil shale), los hidratos de gas, el gas proveniente de yacimientos apretados, entre otros), con el fin de intensificar la búsqueda de nuevos recursos que garantizarán la autosuficiencia del país.¹¹⁰

El estudio abarcó los siguientes puntos:

- Descripción técnica de los yacimientos no convencionales de hidrocarburos.
- Actualización del diagnóstico del estado del arte de los yacimientos no convencionales de hidrocarburos en Colombia y estimación de su potencial productivo. Para el efecto se partió del estudio realizado por Arthur D. Little para la ANH en el año 2009 y se propusieron los mecanismos de actualización hacia el futuro.
- Establecer un ranking del potencial del país en la materia por tipo de recurso y los estudios necesarios para mejorar en un horizonte de 10 años el conocimiento del potencial sobre el particular.
- Revisión del marco contractual vigente para la explotación de hidrocarburos en Colombia y propuesta de reformas pertinentes para el caso del aprovechamiento de yacimientos no convencionales, con énfasis especial en ‘shale gas’, ‘oil shale’ y gas asociado a mantos de carbón o aquellos que se hayan ubicado mejor que los anteriores dentro del ranking señalado en el inciso anterior.
- Revisión de cuatro experiencias internacionales en la explotación de yacimientos no convencionales, con el fin de identificar las políticas técnicas y legales más apropiadas para el caso colombiano, dentro de las que se encontraron Canadá y Estados Unidos.
- Cuantificación de los impactos económicos, financieros, fiscales y de uso de los recursos atribuibles a una posible reforma en el marco contractual para la explotación de yacimientos no convencionales.
- Elaboración de un documento con la propuesta de reforma al marco contractual para incentivar la explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, el cual contó con la participación de los principales actores del sector público y privado, involucrados en la materia. A partir del estudio mencionado, se expidió la Resolución 180742 del 16 de

¹¹⁰ Ministerio de Minas y Energías (2013) Hidrocarburos, *Memorias al Congreso de la República 2012 – 2013*, Recuperado desde: http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Memorias/Memorias_2013/2-Hidrocarburos.pdf

mayo de 2012 “Por la cual se estableció el procedimiento para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales”, que contiene el marco general de las operaciones para la explotación de yacimientos no convencionales en Colombia y en la que se incluyen temas relacionados con pozos estratigráficos, exploratorios y de desarrollo, permiso para programas piloto, prueba piloto, facilidades de producción, acuerdos operacionales, regalías y áreas de operación directa de Ecopetrol S.A.

8.3 Normas de Derecho Internacional Público.

Varias convenciones internacionales han desarrollado temas que afectan la propiedad de los recursos naturales no renovables. En síntesis, las normas existentes dan cuenta de una propiedad universal sobre recursos minerales que se encuentran fuera de las jurisdicciones territoriales de los estados nación. Existen recursos en el suelo y el subsuelo marino, ubicados fuera de las jurisdicciones de los estados nación, cuya propiedad ja sido atribuida a la “humanidad entera”.

8.3.1 Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar.

Puede mencionarse de una parte la convención de las Naciones Unidas sobre Derecho del Mar suscrita en Montego Bay, Jamaica el 10 de diciembre de 1982, y vigente a partir del 16 de noviembre de 1994¹¹¹. Convención que pretende promover un orden económico internacional justo y equitativo que tenga en cuenta los intereses de los países en desarrollo; que reconoce la importancia de promover el uso pacífico de los mares y océanos así como l desarrollo equitativo y eficiente de sus recursos entre los estados soberanos; y que dispone que el suelo marino y el subsuelo marino, cuando se encuentren fuera de los límites territoriales de un estado, le pertenecen a la humanidad entera. La convención en este aspecto formaliza el contenido de la resolución 2749 de fecha 17 de diciembre de 1970 mediante la cual la Asamblea General de las Naciones Unidas declaró que las áreas del suelo y subsuelo marinos ubicadas fuera de los límites de los estados nacionales, así como sus recursos eran patrimonio de toda la humanidad y que su exploración y explotación se desarrollaría en beneficio de la humanidad entera.

La Convención en este aspecto formaliza el contenido de la resolución 2749 (XXV) de fecha 17 de diciembre 1970 mediante la cual la Asamblea General de las Naciones Unidas declaró que las areas del suelo y subsuelo marinos ubicadas fuera de los límites de los

¹¹¹ Convención suscrita más no ratificada por Colombia.

estados nacionales, así como sus recursos eran patrimonio de toda la humanidad y que su exploración y explotación se desarrollaría en beneficio de la humanidad entera.

La convención tiene normas que confirmaran de una parte el concepto de soberanía y derecho exclusivo del estado de desarrollar trabajos de exploración y explotación de minerales dentro de su territorio, la zona económica exclusiva y la plataforma continental. Y disposiciones que de otra parte excluyen el concepto de “soberanía” de ciertas áreas consideradas como una especie *res nullius* y cuya propiedad y desarrollo corresponden a la humanidad entera.

Así, la convención define en su artículo 76 lo que se conoce como la “plataforma continental” (continental shelf) como el lecho marino y el subsuelo de las áreas submarinas que se extienden más allá del mar territorial mediante la prolongación natural de su territorio hacia el límite exterior de su margen continental o hasta una distancia de doscientas millas náuticas desde las líneas de base desde las cuales se mide el mar territorial cuando el límite exterior del margen continental no se extiende hasta esa distancia.

El artículo 77 de la convención dispone que los estados costeros ejercen sus derechos soberanos sobre la plataforma continental con el propósito de explorar y explotar sus recursos naturales. Determina que esos derechos son exclusivos, es decir, le corresponden sólo al estado costero y que el concepto de recursos naturales comprende los minerales y otros recursos no vivos del lecho marino y del subsuelo así como los organismos vivos. Se trata de una confirmación del principio de la soberanía de los estados sobre su territorio y de concebir la plataforma continental como parte del concepto amplio del “territorio” de un estado. En este sentido la convención no aportaría nada distinto a lo que disponen muchos derechos internos en el sentido de que los recursos naturales son propiedad del estado.¹¹²

La disposición jurídica según la cual el lecho marino y el subsuelo marino que se hallan fuera de los límites territoriales de los estados son patrimonio común de la humanidad produce las siguientes consecuencias:

¹¹² Cuervo Pontón Luis Enrique. (2001) *Introducción al derecho y a la política de petróleo*s. Recuperado desde: <http://books.google.com.ar/books?id=4dC17BK1BxUC&pg=PA74&dq=derecho+petroleos+en+colombia&hl=es&sa=X&ei=pjW8U5f8LfOlsQTFxIDQDA&ved=0CCMQuwUwAQ#v=onepage&q=derecho%20petroleos%20en%20colombia&f=false>

- Que ningún estado puede alegar ni ejercer soberanía, ni derechos soberanos, sobre esta área ni sobre sus recursos.
- Que en principio los recursos (minerales) que se encuentran dentro del área son inalienables. El apoderamiento y enajenación de los mismos sólo puede hacerse en cumplimiento de lo dispuesto por la autoridad internacional del lecho marino
- Que todas las personas del mundo tienen igual derecho sobre los minerales que puedan hallarse en el área.
- Que cualquier desarrollo que pretenda realizarse dentro del área debe generar beneficio general. En este sentido no hay diferencias entre los estados costeros y aquellos sin acceso al mar. La convención dispone que la explotación de los recursos comunes debe tener particularmente en cuenta los intereses de las naciones menos desarrolladas
- Que los particulares no son libres de explorar y explotar ésta área y requieren autorización especial de la autoridad internacional del lecho marino.
- Que todo desarrollo del área debe pretender fines pacíficos.
- Que la explotación del área se debe orientar al desarrollo de la economía mundial y al crecimiento balanceado del intercambio internacional, es decir, al crecimiento con equidad.

La convención tiene disposiciones interesantes en virtud de las cuales se crean una autoridad y un mecanismo para disponer de los recursos minerales que puedan encontrarse en área de propiedad de la humanidad entera, como si se tratara de un estado – nación concediendo permisos de exploración y explotación a compañías privadas y celebrando contratos de asociación para el efecto.

8.4. Experiencia Estadounidense, Marco Normativo para la exploración y explotación de los Hidrocarburos No Convencionales.

En Estados Unidos, los derechos mineros son privados y normalmente van asociados a la propiedad de los terrenos, aunque se pueden desligar de los mismos. Los propietarios de los derechos reciben considerables ingresos de su explotación, normalmente un *bonus* por el uso del terreno más un porcentaje de lo extraído como *royaltie*, que varía entre un 10 y un 25%¹¹³. Por ello, en muchas zonas rurales, la actividad energética se ha convertido en un negocio paralelo a la actividad agrícola o ganadera con la que convive, y que puede generar importantes rentas, no sólo a los propietarios, sino también al resto de la región, por el efecto multiplicador del desarrollo industrial. En cuanto a la regulación medioambiental y el reparto de poderes, en EEUU existe un modelo regulatorio que se denomina *corporativismo federal*, por el cual los Estados tienen casi todas las competencias regulatorias. Sin embargo, el gobierno federal dicta unas leyes y normas, apoyadas por diferentes agencias, que suponen una base o mínimo que todo el país tiene que cumplir, y que los Estados pueden desarrollar haciéndolas más estrictas. La normativa a nivel federal se vio especialmente modificada en 2005, a través de la *Energy Policy Act*, hecho que se conoce incluso como el *Halliburton Loophole* (laguna jurídica). Dicha ley de 2005 fue promovida por el entonces vicepresidente del país, Dick Cheney (republicano), que accedió al poder tras ser el presidente de la citada empresa Halliburton, una de las mayores compañías en el suministro de equipos y fluidos para la perforación. En dicha ley, se concedieron importantes exenciones a la industria del petróleo y del gas, añadidas a las que ya disfrutaban, mejorando su posición frente a otras industrias.

Entre otras, enmendaba la *Safe Drinking Water Act* (SDWA) para que la estimulación hidráulica, salvo si se realizaba con diésel, estuviera exenta de cumplir el programa *Underground Injection Control* (UIC) y sus residuos fueran aptos para ser vertidos en cavidades o pozos Clase II, exigencia menos restrictiva que para otras industrias¹¹⁴. También se modificó la *Clean Water Act* (CWA) para evitar que las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas tuvieran que realizar un control de escorrentías y pluviales¹¹⁵. La misma ley, en la definición de contaminante (*pollutant*) excluye

¹¹³ U.S. *Energy Policy Act of 2005*. Recuperado desde: <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-109publ58/pdf/PLAW-109publ58.pdf>

¹¹⁴ U.S. *Energy Policy Act of 2005*, SEC 322. Recuperado desde: <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-109publ58/pdf/PLAW-109publ58.pdf>

¹¹⁵ U.S. *Energy Policy Act of 2005*, SEC 323. Recuperado desde: <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-109publ58/pdf/PLAW-109publ58.pdf>

literalmente cualquier “agua, gas o material que sea inyectado en un pozo para facilitar su producción”, salvo que el Estado donde está diga lo contrario¹¹⁶. Adicionalmente la *National Environmental Policy Act* (NEPA) se modificó para hacer a la exploración y explotación exentas, en muchos casos, de realizar Estudios de Impacto Ambiental¹¹⁷. Aparte de esta, existen además otras importantes exenciones como la no obligación de informar de los productos empleados en la estimulación hidráulica y de su toxicidad (en la *Emergency Planning and Community Right-to-Know Act*). Asimismo, muchos de los químicos que se utilizan se consideran ‘no peligrosos’ (*hazardous*), por definición y sólo por emplearse en explotación de hidrocarburos; aunque sí son considerados como tal, en otras industrias (en la *Resource Conservation and Recovery Act*).

Más allá de estas normas federales básicas, el grueso de la regulación recae en los Estados, que están legislando de forma desigual. No obstante, alguno ha establecido una moratoria a las técnicas de *fracking* (como Nueva York) o a la inyección de vertidos en depósitos profundos hasta estudiar su sismicidad (en Arkansas).

Por otro lado, a nivel federal, tiene un papel de referencia y siempre controvertido la *Environmental Protection Agency* (EPA), que lleva estudiando los impactos del *fracking* desde hace décadas. Ya a mediados de los ochenta, elaboró un documento al Congreso en el que argumentaba que se había producido contaminación de fluidos de fracturación en un acuífero cercano desde algunos pozos abandonados, en West Virginia¹¹⁸. En 2003, llegó a un acuerdo no vinculante con las principales empresas de perforación (entre ellas Halliburton) para evitar el uso del diésel como fluido de fracturación, que había sido descubierto en varias explotaciones de CBM (recordemos que pueden ser superficiales), alegando su peligrosidad para los seres humanos¹¹⁹.

¹¹⁶ U.S. *Energy Policy Act of 2005*, SEC 502. Recuperado desde: <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-109publ58/pdf/PLAW-109publ58.pdf>

¹¹⁷ U.S. *Energy Policy Act of 2005*, SEC 390. Recuperado desde: <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-109publ58/pdf/PLAW-109publ58.pdf>

¹¹⁸ *Report to Congress: Management of Wastes from the Exploration, Development and Production of Crude Oil, Natural Gas and Geothermal Energy*, EPA, 198 . Recuperado desde: <http://nepis.epa.gov/Exe/ZyPURL.cgi?Dockkey=9100WI1P.TXT>

¹¹⁹ *MOA Elimination of Diesel Fuel in Hydraulic Fracturing Fluids Injected into Underground Sources of Drinking Water During Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Wells*, EPA 2003. Recuperado desde: http://www.epa.gov/safewater/uic/pdfs/moa_uic_hyd-fract.pdf



A pesar de ello, años después se descubrió que se había seguido usando¹²⁰. Recientemente, destacan sus investigaciones en Pavillion (Wyoming)¹²¹ y Dimock (Pennsylvania)¹²², donde ha encontrado productos químicos en el agua de consumo que se emplean en la estimulación hidráulica de los pozos cercanos y en valores superiores a los normales. No obstante, en el caso de Dimock, declaró que el agua era “segura para su consumo” porque no superaban los estándares federales; y en el caso de Pavillion, ha abandonado la investigación en junio de este año, dejándola en manos del propio Estado de Wyoming. La agencia, cuya labor es asegurar el cumplimiento de las leyes, no redactarlas, depende en gran medida del signo político de la Administración del momento y, a pesar de considerarse científicamente como válida, sus decisiones e informes son respetados pero a la vez cuestionados tanto por la industria y como por el movimiento ecologista. Actualmente, está realizando un importante estudio en profundidad sobre los efectos del *fracking* en el agua de consumo, pero no se prevé su publicación hasta bien entrado el 2014¹²³.

8.5. Marco jurídico para los Hidrocarburos No Convencionales en la unión Europea.

El fracking y, en general, la explotación de yacimientos no convencionales han empezado a ser objeto de atención por las instituciones de la Unión Europea. La “Hoja de Ruta de la Energía para 2050”, elaborada por la Comisión Europea, insiste en la importancia potencial del gas de esquisto y otros recursos no convencionales como nuevas fuentes de abastecimiento en Europa¹²⁴. Hasta la fecha se han elaborado cuatro estudios sobre el impacto ambiental y el marco normativo de la explotación no convencional de hidrocarburos, tres a propuesta del Parlamento Europeo y uno por encargo de la Comisión. Lo curioso es que estos informes llegan a conclusiones muy distintas, incluso contradictorias.

¹²⁰ Waxman, Markey, and DeGette Investigation Finds Continued Use of Diesel in Hydraulic Fracturing Fluids, Letter to Lisa Jackson, EPA Administrator, enero 2011. Recuperado desde: <http://democrats.energycommerce.house.gov/index.php?q=news/waxman-markey-and-degette-investigation-finds-continued-use-of-diesel-in-hydraulic-fracturing-f>

¹²¹ Ver www2.epa.gov/region8/pavillion

¹²² Ver www.epa.gov/reg3hwmd/npl/PAN000306785.htm

¹²³ Ver avances del estudio en www2.epa.gov/hfstudy

¹²⁴ COMISIÓN EUROPEA, “Hoja de Ruta de la Energía para 2050...” cit., p. 14.

8.5.1 Primer informe del Parlamento Europeo

Haciéndose eco de una creciente inquietud entre la población europea, el Parlamento Europeo encargó al prestigioso Instituto del Clima, Medio Ambiente y Energía de Wuppertal (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie) y al Ludwig –Bölkow Systemtechnik el estudio las “Repercusiones de la extracción de gas petróleo de esquisto en el medio ambiente y la salud humana” que fue presentado el 15 de junio de 2011¹²⁵.

Este informe defiende la conveniencia de elaborar una directiva (marco) de la Unión Europea que regule las actividades mineras, y critica el retraso en realizar un análisis público, amplio y detallado del marco normativo relativo a la extracción de hidrocarburos no convencionales.

8.5.2 Informe de la Comisión Europea.

Le sigue, cronológicamente, el informe encargado por la Comisión Europea al bufete Philippe & Partners que lleva por título “Final report on unconventional gas in Europe”, de fecha 27 de enero de 2012¹²⁶. El objetivo principal del estudio es analizar cómo se aplica el marco legal europeo, incluido el derecho ambiental, a las operaciones de prospección y explotación de gas de esquisto, tomando como referencia a cuatro Estados miembros de la UE (Polonia, Francia, Alemania y Suecia). En claro contraste con el primer informe del Parlamento Europeo, el estudio de la Comisión concluye que el marco legal aplicable a la explotación de hidrocarburos no convencionales es suficiente y apropiado y que, por lo tanto, no es necesaria una legislación específica de la Unión Europea sobre la materia.

8.5.3 Segundo informe del Parlamento Europeo

La Comisión de Industria, Investigación y Energía del Parlamento Europeo elaboró en marzo de 2012 un “Proyecto de informe sobre aspectos industriales, energéticos y otros del gas y el aceite de esquisto”, del que ha sido ponente la parlamentaria griega N.TZAVELA. Se trata de un estudio centrado en los aspectos económicos de las explotaciones de gas no convencional y bastante optimista, por cierto, en relación con “el papel fundamental de la

¹²⁵ PARLAMENTO EUROPEO, “Repercusiones de la extracción de gas petróleo de esquisto en el medio ambiente y la salud humana” (IP/A/ENVI/ST/2011-07), de 15 junio 2011. Recuperado desde www.europarl.europa.eu/committees/es/studies.html - studies

¹²⁶ COMISIÓN EUROPEA, “Final report on unconventional gas in Europe”, elaborado por Philippe & Partners, 2012. Recuperado desde http://ec.europa.eu/energy/studies/energy_en.htm

producción mundial de gas de esquisto para garantizar la seguridad y diversidad energéticas a largo plazo, también en Europa”¹²⁷. Aunque es una afirmación muy controvertida y desmentida por estudios fiables¹²⁸, el informe defiende que “el desarrollo del gas de esquisto en la UE ayudará a alcanzar el objetivo de la Unión de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero entre un 80% y un 95% de aquí a 2050”. Coincide con la Comisión en que el gas de esquisto “resultará fundamental para la transformación del sistema energético”, limitando “la dependencia de otros combustibles fósiles más contaminantes”. Este segundo informe contiene algunas recomendaciones relativas al marco jurídico de los permisos de hidrocarburos y, aunque insta a los Estados miembros a mejorar los procedimientos administrativos, considera que “el marco reglamentario de la UE es adecuado para una exploración temprana” de los recursos no convencionales.

8.5.4 Tercer informe del Parlamento Europeo

Por último, el Parlamento presentó en abril de 2012 un “Proyecto de informe sobre las repercusiones medioambientales de la extracción de gas y petróleo de esquisto”, elaborado por el eurodiputado polaco B. SONIK y aprobado por mayoría en septiembre de 2012 en el seno de la Comisión de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria¹²⁹. El documento ha sido recibido con duras críticas por las asociaciones ecologistas europeas, que consideran que promueve la expansión del gas de esquisto en Europa e ignora los riesgos y los impactos negativos del fracking, a la par que defiende los intereses de la industria¹³⁰. Quizás haya tenido algo que ver el hecho de que el ponente sea de origen polaco, un país entusiasta de las nuevas fuentes de energía no convencionales.

¹²⁷ PARLAMENTO EUROPEO, “Proyecto de informe sobre aspectos industriales, energéticos y otros del gas y el aceite de esquisto” (2011/2309[INI]), 2012. Recuperado desde <www.europarl.europa.eu>

¹²⁸ El propio Parlamento Europeo había negado en su primer informe que la producción de gas no convencional en Europa contribuyera a reducir la necesidad de importar gas natural. Vid. PARLAMENTO EUROPEO, “Repercusiones de la extracción de gas...”

¹²⁹ PARLAMENTO EUROPEO, “Proyecto de informe sobre las repercusiones medioambientales de la extracción de gas y petróleo de esquisto” (2011/2308[INI]), de 11 de abril de 2012. Recuperado desde www.europarl.europa.eu

¹³⁰ Una coalición de organizaciones no gubernamentales en los ámbitos del medio ambiente y la salud, integrada, entre otras, por Greenpeace y Ecologistas en Acción, ha aprobado la “Declaración sobre el petróleo y el gas de esquisto, el metano procedente de yacimientos de carbón y la fractura hidráulica”, que critica la falta de transparencia y participación ciudadana en las decisiones relativas a la explotación de los hidrocarburos de esquisto, y exhorta a los Estados europeos a suspender todas las actividades en curso, derogar los permisos y prohibir todos los proyectos nuevos de prospección y explotación.

Este tercer informe del Parlamento se limita a ofrecer consideraciones generales sobre la explotación de hidrocarburos no convencionales, minimizando sus riesgos ambientales y ensalzando la importancia del gas no convencional como fuente de abastecimiento para Europa. Afirma, en concreto, que “ninguna fuente oficial o reconocida de ningún tipo ha demostrado la existencia de relaciones sistemáticas entre la extracción de gas de esquisto y petróleo de esquisto y la salud humana o animal, y que tampoco se ha mostrado en ningún caso que la fractura hidráulica haya causado la contaminación de agua potable”¹³¹.

8.5.5 Lagunas del marco normativo europeo

Ya hemos mencionado que no existe una normativa especial que regule la explotación de recursos no convencionales mediante fracking en el ámbito de la Unión Europea. La legislación minera es competencia de los Estados miembros (artículo 194.2 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, en adelante, TFUE); aunque existe un reducido marco común de la UE aplicable a las actividades extractivas¹³², ni tiene en cuenta las peculiaridades de la fractura hidráulica, ni refleja, en muchos casos, las necesidades actuales del sector minero. El marco normativo comunitario para la explotación de recursos no convencionales está integrado por las directivas y los reglamentos sobre medio ambiente y protección de la salud. En ámbitos tales como la protección del agua, la evaluación de impacto ambiental, las emisiones contaminantes, la evaluación estratégica, la responsabilidad ambiental, la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres, los residuos, el ruido, la seguridad en el trabajo y los accidentes producidos por sustancias peligrosas, el primer informe del Parlamento Europeo identifica al menos 40 actos legislativos comunitarios que serían aplicables a la extracción de recursos no convencionales.

Con todo, que exista un número elevado de normas comunitarias aplicables a la minería, podemos dilucidar que ello no significa que el marco normativo vigente se adapte a las necesidades de la industria extractiva ni, en particular, a la explotación de los hidrocarburos no convencionales, que plantean nuevos retos a los que la legislación europea no ofrece adecuada respuesta. Los informes de las instituciones de la UE ponen de relieve ciertas lagunas de la normativa ambiental cuando se aplican a la explotación no convencional de recursos. Por ejemplo, la Directiva 2011/92/UE, limita la evaluación de

¹³¹ PARLAMENTO EUROPEO, “Proyecto de informe sobre las repercusiones medioambientales...”

¹³² Directiva sobre residuos mineros (DUE 2006/21/CE, de 15 de marzo) y a la Directiva de Hidrocarburos (DUE 1994/22/CE, de 30 de mayo), además de otras disposiciones relativas a la seguridad y salud de los trabajadores de las minas. Existe también una propuesta de Reglamento sobre la seguridad de las actividades de prospección, exploración y producción de petróleo y de gas mar adentro (COM(2011) 688 final, de 27 octubre 2011)

impacto ambiental a los pozos que extraigan más de 500.000 m³ de gas natural por día. Pero como los yacimientos no convencionales, debido a las dificultades de la técnica de extracción, no alcanzan este límite diario, quedan fuera de la evaluación de impacto ambiental (EIA).

El primer informe del Parlamento Europeo cree que deberían reconsiderarse estos umbrales para incluir la fractura hidráulica, puesto que la explotación no convencional requiere la instalación de un gran número de pozos que, pese a su baja tasa de extracción, tienen graves repercusiones sobre el paisaje, el consumo de agua y los recursos naturales. Asimismo, el informe sugiere revisar el ámbito de aplicación de la Directiva Marco del Agua (Directiva 2000/60/CE) y prestar especial atención a las actividades de fractura y sus posibles consecuencias para las aguas de superficie.

Se propone también valorar la prohibición de usar productos tóxicos en los líquidos de inyección o, al menos, dar a conocer las sustancias químicas que se utilizan en el proceso, restringiendo y controlando el número de productos químicos permitidos. En este sentido, aconseja recopilar y analizar estadísticas sobre accidentes vinculados a la fractura hidráulica, encomendando esta tarea a una autoridad independiente. La nueva Directiva comunitaria sobre accidentes graves (Directiva 2012/18/UE) excluye de su ámbito de aplicación igual que la Directiva Seveso II, ahora derogada a la mayor parte de actividades mineras y de explotación de hidrocarburos y gas natural (art. 2.2 letras e), f), g) y h), así que habría sido conveniente revisar su aplicación a la vista de los riesgos potenciales derivados de la fractura hidráulica.¹³³

La constatación de estas lagunas conduce a plantear si es conveniente o no elaborar una normativa comunitaria sobre la fractura hidráulica. Los informes elaborados recientemente por las instituciones comunitarias proponen soluciones divergentes al respecto. El primer informe del Parlamento Europeo se muestra favorable a que la UE tome la iniciativa en esta tarea, concluyendo que “debido al complejo carácter de las posibles repercusiones y riesgos para el medio ambiente y la salud humana de la fractura hidráulica, habría que examinar la posibilidad de adoptar una nueva Directiva a nivel europeo para regular exhaustivamente todas las cuestiones relacionadas con este ámbito”.

Sobre el tema que nos compete, la doctrinante de la Universidad de Zaragoza Elisa Moreu Carbonell, opina que no es necesario que la UE disponga de una normativa sectorial sobre la fractura hidráulica. Si la disyuntiva es adaptación (de la normativa minera y ambiental)

¹³³ Moreu Carbonell, Elisa. (2012) *marco jurídico de la extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica (fracking)*. REVISTA CATALANA DE DRET AMBIENTAL Vol. III Núm. 2. Recuperado desde: <http://www.rcda.cat/index.php/rcda/article/viewFile/341/1574>

frente a reconstrucción (nueva normativa sectorial), es preferible la adaptación. No obstante, sí resulta inaplazable seguir profundizando en el conocimiento de las técnicas, en la situación de los yacimientos no convencionales y en la evaluación de sus riesgos (conocidos, potenciales o hipotéticos), promoviendo estudios rigurosos que permitan adaptar, en su caso, la normativa ambiental aplicable a las explotaciones que utilizan fractura hidráulica.¹³⁴

Lo más importante en casos como el de la Unión Europea y Latinoamérica donde la legislación aun es incipiente, hay que hacer un esfuerzo por homogeneizar los términos jurídicos a nivel comunitario. Si bien la expresión recurso “no convencional” tiene un significado relativamente homogéneo en el ámbito extrajurídico basado, en la técnica de extracción mediante estimulación de la roca madre y fractura hidráulica, ninguna normativa europea o Latinoamericana define este término a efectos jurídicos. La distinción entre recursos convencionales y no convencionales carece de relevancia jurídica, ya que no existen requisitos diferenciados para ambas categorías ni títulos mineros diferentes en función de la técnica de extracción, convencional o no. Todo ello dificulta la identificación de las operaciones mineras que implican el uso de la fractura hidráulica.

¹³⁴ Moreu Carbonell, Elisa. (2012) *marco jurídico de la extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica (fracking)*. REVISTA CATALANA DE DRET AMBIENTAL Vol. III Núm. 2. Recuperado desde: <http://www.rcda.cat/index.php/rcda/article/viewFile/341/1574>

8.6 Marco Normativo para los Hidrocarburos no Convencionales en Argentina.

El sistema ambiental argentino está fundado en el artículo 41° de la Constitución Nacional, incorporado en la última reforma de la Carta Magna del año 1994. En aquel artículo, además de asegurar el derecho-deber de todos los habitantes a gozar de un ambiente sano y de consagrar el concepto de desarrollo sustentable, se determinan mandatos en relación a las autoridades, y se establece que *“corresponde a la Nación dictar las normas que contengan los presupuestos mínimos de protección, y a las provincias, las necesarias para complementarlas, sin que aquéllas alteren las jurisdicciones locales”*.¹³⁵

Esta demarcación de competencias entre Nación y Provincias se relaciona con dos artículos constitucionales. El artículo 121°, referido al poder de excepción que tiene el Estado Nacional respecto del Provincial, y el artículo 124°, que establece que el dominio originario de los recursos naturales pertenece a las provincias.

En virtud de lo establecido por el artículo 41° de la Constitución Nacional se han creado hasta el momento siete leyes de Presupuestos Mínimos, siendo de fundamental importancia la Ley N° 25.675, de Presupuestos Mínimos de la Política Ambiental Nacional o Ley General del Ambiente. Esta última, es la norma marco que establece los objetivos y principios en materia ambiental que rigen en el país.¹³⁶

El principio de derecho sostenible o derecho intergeneracional implica la obligación de garantizar a aquellos que heredarán el ambiente a vivir como mínimo en las mismas o mejores condiciones que las presentes, a fin de facilitar su desarrollo efectivo.

En cuanto a la distribución de competencias ambientales, la República Argentina posee competencias federales con cuatro niveles jurisdiccionales: Nación, Provincias, Municipios y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El artículo 121° de la Constitución Nacional establece que *“las provincias conservan todo el poder no delegado por esta Constitución al gobierno federal, y el que expresamente se hayan reservado por pactos especiales al tiempo de su incorporación”*. Complementando a este último, el artículo 124° en su cláusula segunda señala que *“corresponde a las*

¹³⁵ Constitución de la Nación Argentina Ley N° 24.430. Recuperado desde:
<http://infoleg.mecon.gov.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/804/norma.htm>

¹³⁶ Constitución de la Nación Argentina Ley N° 24.430. Recuperado desde:
<http://infoleg.mecon.gov.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/804/norma.htm>

provincias el dominio originario de sus recursos naturales en su territorio”. En forma adicional, el artículo 75° incluye, entre las atribuciones del Congreso de la Nación, “Proveer lo conducente al desarrollo humano, al progreso económico con justicia social” (inc. 19).

En su artículo 6°, la Ley General del Ambiente (N° 25.675) define los presupuestos mínimos ambientales como “*Toda norma que concede tutela ambiental uniforme o común para el territorio nacional y tiene por objeto imponer condiciones necesarias para asegurar la protección ambiental (...)*”, estableciendo una protección legal uniforme a lo largo del país, debiendo las provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires observar esas exigencias mínimas.¹³⁷

Entre ellas, la Ley N° 25.688 establece presupuestos mínimos ambientales para la preservación de las aguas, su aprovechamiento y uso racional, incluyendo la toma y desviación de aguas superficiales y subterráneas.

Por otra parte, Argentina cuenta con legislación específica para la explotación de hidrocarburos convencionales: la Ley de Hidrocarburos (N° 17.319) del año 1967; la Ley de Federalización de hidrocarburos (N° 24.145) que transfiere el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las provincias; y la Ley N° 26.197 conocida como “Ley Corta”, que establece el pleno ejercicio del dominio originario de las Provincias sobre sus recursos naturales y reservó para la Nación la facultad de reglamentar las actividades de explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos y fijar la política nacional a través de la Secretaría de Energía de la Nación.¹³⁸

Es por estas razones que en la Republica de Argentina se presentó un proyecto de ley para promover un marco regulatorio ambiental para la actividad Hidrocarburífera no convencional, basado en el conocimiento científico actual y la experiencia nacional e internacional sobre la problemática más que sobre apreciaciones sin fundamento racional, evitando caer en posiciones extremas. Conforme a lo que establece el artículo 41 de la Constitución. Y de aplicación para todas las personas físicas y jurídicas, públicas y privadas, los entes centralizados y descentralizados y las empresas del Estado Nacional,

¹³⁷ Ley N° 25.675 Ley General del Ambiente. Recuperado desde:

<http://estudiantederechotw.files.wordpress.com/2011/02/resumen-ley-25675.pdf>

¹³⁸ Ley 26.197, de Hidrocarburos. “Ley Corta”. Recuperado desde:

<http://infoleg.mecon.gov.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123780/norma.htm>

Provincial que desarrollen proyectos de exploración y explotación en yacimientos o reservorios no convencionales, como lo es, realizar una evaluación de impacto ambiental antes de su ejecución.

Las autoridades de aplicación serán en primera instancia. La autoridad que establezca cada provincia, cuando el impacto ambiental de la actividad Hidrocarburífera no convencional a desarrollar, no exceda los límites de su jurisdicción. Y en segunda instancia, La Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, cuando el impacto ambiental de la actividad a desarrollar exceda los límites de la jurisdicción provincial, cuando la actividad tenga carácter binacional, cuando el impacto ambiental afecte áreas protegidas declaradas por ley nacional, y cuando afecte las áreas del mar territorial sujetas a jurisdicción nacional.¹³⁹

8.6.1 Regulación del uso del agua para la Actividad Hidrocarburífera.

En lo que al uso del agua respecta para las diversas tareas de perforación y terminación de pozos no convencionales deberá regirse por lo dispuesto en la ley No. 25.688, que establece los presupuestos mínimos ambientales para la preservación de las aguas, su aprovechamiento y uso racional. Utilización de las aguas. Cuenca hídrica superficial. Comités de cuencas hídricas, su reglamentación y las normativas provinciales correspondientes. La autoridad competente también es la encargada de elaborar un ranking de preferencia en el uso del agua para la actividad Hidrocarburífera no convencional, que deberá ser refrendado en todos los permisos de exploración y contratos de concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales. Dicho ranking incluirá el uso de aguas residuales de otras instalaciones industriales o del uso humano, las de retorno debidamente tratadas según la normativa específica, en caso de ser ello técnicamente posible, seguidas en caso de carencia o imposibilidad de uso de las anteriores de fuentes de aguas de mejores condiciones de potabilización.

También es clara en prohibir durante las etapas de perforación y terminación de pozos no convencionales la utilización del agua subterránea con aptitud para satisfacer el abastecimiento a poblaciones y la irrigación de suelos. En casos de emergencia climática, determinada por la autoridad competente, esta última podrá prohibir o restringir temporalmente el uso de aguas aptas para consumo humano en cualquier etapa de la exploración y/o explotación no convencional hasta el cese de dicha circunstancia

¹³⁹ Proyecto de Ley de Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental para la Actividad Hidrocarburífera no convencional. Recuperado desde: [http://www.ucr.org.ar/data/file/congreso-proyectos/Proy-Ley_Presu-Mini-Ambientales_H_NC_final-\(4-09-13\).pdf](http://www.ucr.org.ar/data/file/congreso-proyectos/Proy-Ley_Presu-Mini-Ambientales_H_NC_final-(4-09-13).pdf)

excepcional, sin derecho a reclamos de daños y perjuicios por parte de los permisionarios y/o concesionarios.¹⁴⁰

8.6.2 Tratamiento del agua de retorno (flowback).

El agua de retorno deberá ser sometida en su totalidad a un tratamiento que garantice su encuadre en lo relativo al vertido por lo establecido en la ley N° 24.051 de Residuos Peligrosos y su Decreto Reglamentario N° 831/93, para las siguientes alternativas de reutilización y disposición:

- a. Reutilización en la industria Hidrocarburífera.
- b. Reutilización en riego asociado a un proyecto productivo o de recomposición ambiental del área intervenida, con la autorización de la autoridad competente.
- c. Disposición final en pozo sumidero, conforme lo que se prevea en la reglamentación.

El agua de retorno, cualquiera sea su estado o encuadramiento permisible dentro de las normativas vigentes, no podrá ser vertida sobre cuerpos de aguas superficiales, bajo ninguna condición. Tampoco podrá ser almacenada previa y durante su tratamiento en receptáculos a cielo abierto.¹⁴¹

El permisionario, concesionario y/u operador deberá presentar a la autoridad ambiental que corresponda los análisis físico-químicos de las aguas de retorno, a efectos de que ésta tome conocimiento de la cantidad y calidad de las mismas. La presentación de los análisis deberá hacerse periódicamente mientras permanezca el retorno y conforme lo establezca la autoridad de aplicación. La autoridad de aplicación realizará análisis físico-químicos de las aguas de retorno cuando lo considere necesario.¹⁴²

¹⁴⁰ Ley 25.688 de presupuestos mínimos ambientales para la preservación de las aguas, su aprovechamiento y uso racional. Utilización de las aguas. Cuenca hídrica superficial. Comités de cuencas hídricas. Recuperado desde: <http://infoleg.meccon.gov.ar/infolegInternet/anexos/80000-84999/81032/norma.htm>

¹⁴¹ ley N° 24.051 de Residuos Peligrosos. Recuperado desde: <http://www.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/450/texact.htm>

¹⁴² Proyecto de Ley de Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental para la Actividad Hidrocarburífera no convencional. Recuperado desde: [http://www.ucr.org.ar/data/file/congreso-proyectos/Proy-Ley_Presu-Mini-Ambientales_H_NC_final-\(4-09-13\).pdf](http://www.ucr.org.ar/data/file/congreso-proyectos/Proy-Ley_Presu-Mini-Ambientales_H_NC_final-(4-09-13).pdf)

8.6.3 Piletas de Almacenamiento.

Las piletas de almacenamiento de agua para la terminación de pozos mediante estimulación o fractura hidráulica deberán ser impermeabilizadas o tratadas con el medio más idóneo que esté disponible para tal objetivo. En ningún caso, las piletas podrán ser utilizadas para residuos de perforación, de agua de retorno y/o de terminación de pozos.

Los pozos no convencionales deberán ser aislados respecto de los acuíferos subterráneos con la tecnología disponible más adecuada, aprobada por la autoridad competente. Cualquier falla de aislación deberá ser inmediatamente notificada en forma fehaciente a la autoridad competente y remediada a la brevedad posible. La autoridad de aplicación establecerá los requisitos específicos de composición, características físicas y profundidad relativa a las napas de agua potable para la cementación y el encamisado de pozos no convencionales.

8.6.4 Tratamiento para Desarrollos cercanos a centros urbanos, poblaciones, establecimientos industriales o agrícolas.

En este aspecto el permisionario, concesionario y/u operador deberá minimizar los desarrollos en cercanías de superficiarios. Si no fuera posible evitarlo se deberán minimizar los ruidos generados por las operaciones de perforación a los niveles máximos permitidos por la autoridad de aplicación.

La autoridad de aplicación podrá declarar áreas y radios mínimos de exclusión de la actividad Hidrocarbúfera no convencional en función de la existencia de centros urbanos, poblaciones, establecimientos industriales o agrícolas, u otras actividades y recursos susceptibles de ser afectados negativamente por la misma. En forma previa a la declaración, la autoridad de aplicación someterá el caso a una audiencia pública, bajo los mecanismos establecidos en el artículo 20º de la Ley N° 25.675 Ley General del Ambiente¹⁴³.

¹⁴³ Ley N° 25.675 Ley General del Ambiente. Recuperado desde:

<http://estudiantederechotw.files.wordpress.com/2011/02/resumen-ley-25675.pdf>

8.6.5 Auditorías Ambientales.

En lo que concierne al tema de las Auditorías Ambientales, La autoridad de aplicación realizará al menos una auditoría ambiental sobre cada reservorio o yacimiento no convencional en actividad de exploración y/o explotación.

Las auditorías contemplarán, como mínimo:

- a) Volumen y fuente del agua utilizada.
- b) Análisis físico-químico de los fluidos utilizados en la terminación de pozos con estimulación o fractura hidráulica.
- c) Análisis físico-químico del fluido de retorno.
- d) Integridad de los medios de almacenamiento del agua de retorno.
- e) Integridad y profundidad relativa a las napas de agua potable del encamisado y la cementación de los pozos no convencionales.

En caso de verificarse la no conformidad de los resultados de la auditoría con la normativa vigente, la autoridad de aplicación determinará las sanciones a aplicarse al permisionario, concesionario y/u operador.

Las evaluaciones de impacto ambiental, los análisis de riesgo ambiental y las auditorías ambientales previstas en esta ley serán realizados por personas físicas o jurídicas independientes del titular del proyecto, y debidamente habilitadas al efecto por la autoridad de aplicación e inscriptas previamente en un registro de carácter nacional.

La Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación o el organismo que en el futuro la reemplace pondrá en funcionamiento un registro de consultores en estudios de impacto ambiental, en el que se inscribirán las personas físicas o jurídicas que vayan a prestar sus servicios profesionales en cualesquiera de las disciplinas atinentes para la realización de dichos estudios, y determinará los requisitos de idoneidad científica y técnica, y los procedimientos que se deberán satisfacer para su habilitación.¹⁴⁴

¹⁴⁴ Proyecto de Ley de Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental para la Actividad Hidrocarburífera no convencional. Recuperado desde: [http://www.ucr.org.ar/data/file/congreso-proyectos/Proy-Ley_Presu-Mini-Ambientales_H_NC_final-\(4-09-13\).pdf](http://www.ucr.org.ar/data/file/congreso-proyectos/Proy-Ley_Presu-Mini-Ambientales_H_NC_final-(4-09-13).pdf)

8.6.6 Regulación en caso de Daño Ambiental.

En caso de verificarse daño ambiental, y que el mismo guarde relación de causalidad con la falsedad u omisión de los datos contenidos en las evaluaciones de impacto ambiental, análisis de riesgo ambiental y auditorías ambientales, que sea imputables a los consultores que hayan suscripto los mencionados estudios, éstos serán suspendidos del registro nacional y sancionados según lo establecido por la autoridad de aplicación.

Sin perjuicio de las sanciones administrativas y penales que establezcan las normas vigentes, todos los hechos o actos jurídicos, lícitos o ilícitos que, por acción u omisión, causen daño ambiental, se regirán por las disposiciones de los artículos 27° y subsiguientes de la ley N° 25.675 y normas complementarias.¹⁴⁵

8.6.7 Comisión Asesora para el Desarrollo Sostenible de la Actividad Hidrocarburífera No Convencional.

Mediante este proyecto de ley se pretende crear una Comisión Asesora para el Desarrollo Sostenible de la Actividad Hidrocarburífera No Convencional, con el objetivo de esta comisión será realizar recomendaciones a los cuerpos gubernamentales correspondientes sobre la adecuación y/o actualización y/o introducción de nueva normativa respecto de la actividad Hidrocarburífera no convencional.

La primera sesión de la Comisión será convocada por la Secretaría de Energía de la Nación, que coordinará los aspectos operativos de la misma. La Comisión votará su propio estatuto, autoridades, mecanismos de funcionamiento y duración de sus mandatos.

9 Las Cuestiones Ambientales.

Existe consenso y preocupación a nivel global acerca de las emisiones de gases de efecto invernadero producto de la quema de combustibles fósiles. Pese a lo anterior, es un común y grave error utilizar las emisiones de dióxido de carbono como único criterio de comparación entre distintos combustibles. Lo anterior se debe a que los procesos de extracción de petróleo, carbón y los distintos “tipos” de gas natural (convencional, shale, CBM, *tight*, etc.) son muy distintos, requiriendo tecnologías que producen contaminación e impacto ambiental disímil. Ergo, es necesario analizar el impacto ambiental por dos

¹⁴⁵Ley N° 25.675 Ley General del Ambiente. Recuperado desde:

<http://estudiantederechotw.files.wordpress.com/2011/02/resumen-ley-25675.pdf>

flancos: a nivel de combustible (gas natural v/s carbón v/s petróleo) y a nivel de extracción.

El punto débil de la extracción no convencional de hidrocarburos es su negativo impacto sobre el medio ambiente y la salud humana. Desde EE. UU., que es el primer país productor del mundo, se oyen numerosas voces de alarma y crece la preocupación por los efectos nocivos del *fracking*¹⁴⁶. No podemos pasar por alto que la explotación de gas y petróleo de esquisto se ha visto allí extraordinariamente potenciada en los últimos años no solo por la necesidad de retroalimentar la burbuja económica creada a su alrededor, sino, principalmente, porque los Gobiernos norteamericanos han aprobado numerosas excepciones a las leyes ambientales desde el año 2005¹⁴⁷

Los problemas que enfrenta el shale gas son en gran parte comunes a todas las actividades de producción de petróleo. Ellos están magnificados en las regiones de explotación Marcellus por la novedad de dicha actividad en los estados de Nueva York y Pennsylvania. Esta última fue la ubicación del primer pozo de petróleo en los EE.UU. La colocación de los pozos en las zonas agrícolas plantea retos especiales, aunque los agricultores pueden obtener una nueva fuente de ingresos importantes.¹⁴⁸

9.1 Calentamiento global.

Un gas de efecto invernadero es aquel que a nivel atmosférico absorbe y emite radiación dentro del intervalo electromagnético infrarrojo, produciendo acumulación de calor y un consecuente aumento de temperatura en la biósfera terrestre. Los gases de efecto invernadero más comunes son: vapor de agua, dióxido de carbono, metano, óxido nítrico y ozono.

Sin estos gases, la temperatura en la superficie terrestre sería, en promedio, 33°C menor. El problema está en que la emisión de Co2 depende linealmente de la energía consumida, la cual ha aumentado de forma abrupta desde la revolución industrial. Producto de esto, las partes por millón (ppm) del Co2 atmosférico han aumentado (desde 1850) de 280ppm a

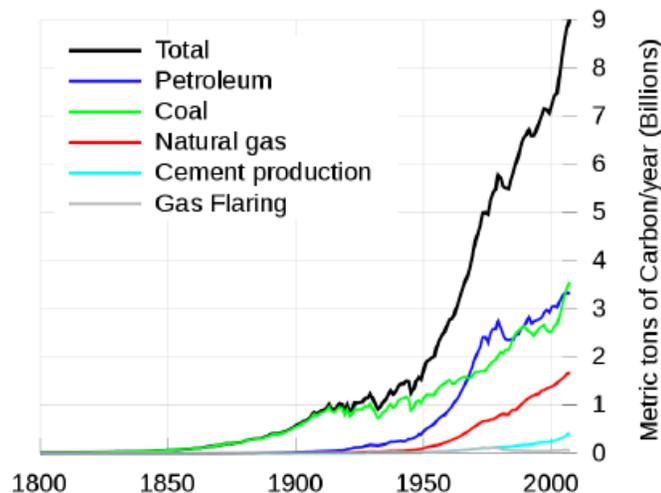
¹⁴⁶ “Planto Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources” (EPA/600/R-11/122), AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE EE. UU. (EPA), 2011, p. 14, desde: www.epa.gov/hfstudy/index.html

¹⁴⁷ AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA, (2012) “Golden Rules...” Recuperado desde: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/Golden_Rules_ES_Spanish_WEB.pdf

¹⁴⁸ World Energy Council, (2010), *Encuesta de Recursos Energéticos: Focalizados en Shale Gas*, Recuperado desde: http://www.oilproduction.net/cms/files/shale_gas/esp_shale_gas_report.pdf

390ppm⁴,¹⁴⁹ incrementando la temperatura global promedio en 0.5°C (proyectándose 1°C para 2020 y 2°C para 2050) y creando un preocupación ambiental a nivel mundial. El análisis a nivel de combustible se divide en dos: emisión total anual de Co₂ producto de distintos combustibles fósiles y eficiencia energética de éstos, respecto a la cantidad de Co₂ emitido.

Grafica No. 39 Emisiones anuales de dióxido de carbono discriminados según origen.



Fuente: Marland, G., T.A. Boden, and R. J. Andres. 2007. Global, Regional, and National CO₂ Emissions.

Por último, añadir que varios investigadores de la Universidad de Cornell¹⁵⁰ han elaborado un estudio que ha sido ampliamente debatido, donde afirman que el impacto sobre el calentamiento global de la explotación del gas no convencional puede ser mayor que el del carbón, teniendo en cuenta toda la huella ecológica. Las liberación y las fugas involuntarias de metano (que tiene mayor *Global Warming Potential* GWP que el CO₂), sumadas al desarrollo industrial de la técnica (por ejemplo, el enorme trasiego de camiones desplazando los fluidos) hacen que, al menos, exista consenso en que las emisiones son mayores que la explotación tradicional de gas; aunque no existe acuerdo sobre la magnitud en que contribuye.

¹⁴⁹ "Frequently Asked Global Change Questions". Carbon Dioxide Information Analysis Center. Recuperado desde: <http://cdiac.ornl.gov/pns/faq.html>

¹⁵⁰ Robert W. Howarth, Renee Santoro and Anthony Ingraffea, (2011) *Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations*, Recuperado desde: <http://www.eeb.cornell.edu/howarth/Howarth%20et%20al%202011.pdf>

Desde los 50', la producción de energía a través del gas natural ha aumentado notoriamente. Esto se aprecia observando el gráfico anterior y considerando la relación de proporcionalidad entre las emisiones de Co2 y energía consumida. Este aumento de gas natural en la matriz energética mundial se debe, principalmente, a la escasez del petróleo y las consecuentes alzas de precio experimentadas en las últimas décadas. Pero existe otra razón, que hace referencia a la eficiencia de estos 3 combustibles respecto a la cantidad de Co2 que emiten:

Tabla No. 9 Masa de Co2 emitida por unidad de energía.

Combustible fósil	CO ₂ emitido (lbs/10 ⁶ Btu)	CO ₂ emitido (g/10 ⁶ J)
Gas natural	117	50.30
Propano	139	59.76
Gasolina de auto	156	67.07
Madera	195	83.83
Carbón (antracita)	227	97.59

Fuente: Voluntary Reporting of Greenhouse Gases Program". Energy Information Administration. 2009

El gas natural es por excelencia el combustible “más limpio” en términos de cuánto Co2 emite para producir una unidad de energía. Por esta razón (y el alto precio del petróleo), las matrices energéticas mundiales se están “inclinando” hacia el gas natural y haciendo de éste la “transición ideal” hacia los ERNC.

Dentro de las recomendaciones hechas en este aspecto, la Academia de Ingeniería de Reino Unido dicen que “...los operadores deberían monitorear permanentemente potenciales fugas de metano u otras emisiones a la atmósfera antes durante y después de las operaciones para la extracción de Shale Gas en un determinado yacimiento, la información recogida por los operadores debería ser presentada al regulador. Esta

información podría permitir una amplia evaluación que permitiría determinar la huella de carbono relacionada con la extracción del Shale Gas.¹⁵¹

El venteo al aire libre y la quema de Metano (CH₄) y otras emisiones están controladas en el Reino Unido mediante las Licencias de Exploración y Desarrollo de Petróleo. Otras regulaciones emitidas en 1996 controlan la seguridad y los temas de salud. Por una Regulación de 1990, las autoridades locales son las responsables de inspeccionar los yacimientos en relación con los olores y ruidos asociados con el venteo o quema de Gas.

Existen también Regulaciones emitidas en 2007 en relación con la Calidad del Aire. (RAE).¹⁵² Sobre este tema también podemos hacer referencia a las recomendaciones del Programa de Natural Gas STAR, "...la EPA y las empresas asociadas han identificado tecnologías y prácticas que reducen de forma rentable las emisiones de Metano procedentes del sector del gas natural, tanto en los yacimientos ubicados en EE.UU. como en yacimientos en el exterior"¹⁵³

9.2 Impacto sobre los Recursos Hidráulicos.

Básicamente, extraer el gas natural del esquisto es un proceso industrial. Como tal, requiere cantidades masivas de agua y bastante cemento, así como también una producción a gran escala de tuberías. El agua utilizada, al ser procesada con químicos, queda completamente contaminada. Entonces, el problema principal radica en deshacerse de ésta de forma prudente (idealmente, reciclarla), para así no dañar el medio ambiente. Sin perjuicio de lo anterior, los productores de shale gas afirman que la perforación horizontal ha disminuido la necesidad de tener enormes áreas destinadas a la extracción. Por otro lado, sostienen que: los químicos bombeados dentro del suelo (fractura hidráulica) son 100% benignos; las tuberías de agua son anticorrosivas; la tecnología utiliza menos agua que una planta nuclear; y el agua utilizada se puede verter sin problemas impacto-ambientales. Sin embargo, observaciones de expertos y múltiples reclamos (por parte de ciudadanos) en Texas y Pennsylvania tienden a mostrar lo contrario, por lo que se analizarán los posibles perjuicios ambientales que puede tener el shale gas.

¹⁵¹ Royal Academy of Engineering, (2012) *Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing*, Recuperado desde, <https://royalsociety.org/~media/policy/projects/shale-gas-extraction/2012-06-28-shale-gas.pdf>

¹⁵² Academia Nacional de Ingeniería, Instituto de Energía (2013), *Aspectos ambientales en la producción de hidrocarburos de Yacimientos no convencionales*, Recuperado desde, <http://www.acadning.org.ar/Institutos/IE%20ANI%20-%20Documento%20N4.pdf>

¹⁵³ The Natural Gas STAR Program, Recuperado desde <http://www.epa.gov/gasstar/>



Grafica No. 40 Imagen: agua contaminada en una instalación de gas en Pennsylvania



Fuente: OLADE.

En el informe Tyndall, encargado a la Universidad de Manchester (UK), se expresa que, “...los datos disponibles, sugerirían... que en el caso específico de la utilización de agua,... si el 10% de todo el gas consumido actualmente en el Reino Unido fuera obtenido de yacimientos no convencionales (Shale Gas) sería necesario utilizar aproximadamente el 0.6% del total de agua que utiliza toda la industria en Inglaterra, sin considerar la Generación Eléctrica (Con esta, sería un porcentaje aún inferior). Extrapolando, sería posible afirmar que, en caso que todo el gas utilizado en Inglaterra, (más de 200 millones m³/día) fuera obtenido de yacimientos no convencionales, la cantidad de agua a utilizar representaría entre el 3%/4% y el 6% del consumo total de agua de la industria del Reino Unido, de acuerdo a si se incluye o no, el consumo de agua de la Generación Eléctrica.¹⁵⁴

En el caso de España, el “Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas” ha concluido que en comparación, la energía generada con gas no convencional precisa de una décima parte del agua necesaria para producir la misma cantidad de energía partiendo del carbón.

¹⁵⁴Informe Tyndall, Universidad de Manchester, (2012), *Gas de pizarra: una evaluación provisional de su impacto en el medio ambiente y el cambio climático*, Recuperado desde, <http://fracturahidraulicano.files.wordpress.com/2011/07/resumen-ejecutivo-tyndall-centre.pdf>

El mayor riesgo de la explotación no convencional es su impacto sobre el agua tanto por los grandes volúmenes de agua consumida durante el proceso de fractura hidráulica como por el riesgo de contaminación de aguas subterráneas y acuíferos, especialmente a nivel de la capa freática¹⁵⁵

9.2.1 Fluido de Fracturación.

Con base a la experiencia estadounidense como se ha visto, la composición de los fluidos de fracturación ha sido clave tanto para el desarrollo de la técnica, como para los efectos ambientales que tiene y la rentabilidad última del pozo. La composición del fluido y la presión a la que se inyecte, así como la profundidad del pozo, tienen relación directa con la peligrosidad del mismo para el medio ambiente y son objeto de debate en los Estados, responsables de su legislación. Actualmente, sólo en catorce de los veintinueve Estados de Norteamérica en los que se explotan hidrocarburos no convencionales existe obligación de informar a la autoridad competente sobre la composición de los fluidos.¹⁵⁶

No obstante, en todos ellos, las empresas se pueden acoger al secreto industrial para no hacerlo (en ocho de ellos sin necesidad siquiera de aportar justificación; tan sólo en Wyoming existe un proceso reglado para aceptar o denegar las solicitudes de secreto industrial). La razón que alegan para mantenerlo en secreto es que, haciendo pública la composición del fluido que es óptima en una determinada formación, dan ventaja a sus competidores locales.

Es por ello que la composición exacta de dichos fluidos es desconocida por la opinión pública, aunque la industria ha elaborado la iniciativa *Fracfocus*¹⁵⁷, donde se publican voluntariamente ciertos datos de los productos que inyectan en miles de pozos. Generalmente, el fluido está compuesto por un 90% de agua; 9% proppants y alrededor de un 1% aditivos químicos. Estos últimos, pese a representar una centésima parte en volumen, son responsables de la efectividad última de la mezcla y de la posible peligrosidad del slickwater para el medio ambiente. Por otra parte, también se utilizan

¹⁵⁵ Diversas investigaciones realizadas por los científicos OSBORN, VENGOSH, WARNER, JACKSON, "Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing", en bPNAS, *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, vol. 108, núm. 20, 2011, pp. 8172-8176 (recuperado desde: www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1100682108)

¹⁵⁶ *State Hydraulic Fracturing Disclosure Rules and Enforcement: A Comparison*, Natural Resources Defense Council, julio 2012 . Recuperado desde: <http://www.nrdc.org/energy/files/Fracking-Disclosure-IB.pdf>

¹⁵⁷ *FracFocus* en www.fracfocus.org

ácidos previa estimulación, para disolver posibles obstrucciones en la conducción y formación geológica.

Grafica No. 41 Fluido de Fracturación.



Fuente: www.energetica21.com.

Las características deseables del *slickwater* son fluidez, capacidad portante de arenas (*proppants*), inhibición de la corrosión, control biológico, control de precipitaciones de sólidos y fundamentalmente, coste reducido (debido a la gran cantidad de fluido necesaria por unidad de energía extraída). La fluidez de la mezcla (emulsión de arenas en agua y aditivos) se logra con demulsificadores (generalmente disulfatos), entrecruzadores (sales de Boro) y reductores de fricción (Poliacrilamida); la capacidad portante de la mezcla se aumenta con el uso de agentes espesantes (Guar gum) y surfactantes (Metanol). Se inhibe la corrosión al añadir Metanol y Bisulfato Amónico. El control biológico se logra con biocidas como los Glutaraldehídos, y el control de precipitaciones con estabilizadores de cal (Cloruro de Potasio) y agentes quelantes (Cloruro de Amonio). Además, para mejorar la efectividad de la emulsión, se añaden controladores del Ph (Ácido Acético) y disolventes (hidrocarburos aromáticos).¹⁵⁸

Como se ha apuntado, la cantidad de *slickwater* inyectada por pozo varía entre 4 y 30 millones de litros, siendo transportada, en general, en camiones cisterna y almacenada en balsas construidas *in-situ*. Tras la inyección, el fluido recuperado por la boca de la perforación, que según diversas fuentes como la EPA, *Fracfocus* o la *PennState*

¹⁵⁸ Hydraulic Fracturing Overview, Pennsylvania Department of State. Recuperado desde: <http://www.strongerinc.org/sites/all/themes/stronger02/downloads/PA%20HF%20Review%20Print%20Version.pdf>

University¹⁵⁹, puede variar entre el 10 y el 100% del volumen inicial, puede contener, además, agua de formación, elementos radioactivos naturales (NORM), hidrocarburos y grandes concentraciones de sales. La mezcla, conocida como *flowback*, también se almacena en balsas ejecutadas *in-situ*.

A pesar de las exenciones que afectan a la industria de los hidrocarburos, el *flowback* debe ser gestionado como un residuo (no peligroso) antes de restituirlo al medio ambiente o almacenarlo. El tratamiento se realiza en el lugar de la extracción, en plantas de tratamiento de aguas pesadas y en plantas de tratamiento de agua potable convencionales, que según fuentes como el *Natural Resources Defense Council*¹⁶⁰ y la *Pittsburgh University*¹⁶¹, son a menudo ineficaces para eliminar los productos contaminantes que contiene el residuo.

Los dos procedimientos habituales, y más económicos, son la inyección profunda en pozos destinados a tales efectos y la reutilización; ambas soluciones requieren tratamientos parciales de sólidos y diluciones. Otro uso, menos habitual, es la reutilización del *flowback* para riego de caminos no pavimentados, siempre que el *flowback* contenga pequeñas cantidades de sólidos en suspensión y metales. La reutilización del residuo para usos agrícolas, consumo humano o restitución a cauces exigiría un tratamiento intensivo muy costoso tanto por el consumo energético requerido como por la dispersión del residuo.

No obstante, aunque todos los aditivos usados y residuos generados por el *fracking* son comunes en las industrias agrícola, farmacéutica, minera, automovilística y muchas otras, ellas están sometidas a regulaciones más restrictivas de información, *praxis* y tratamiento posterior del residuo. La legislación actual referente a la gestión de aguas en la extracción de hidrocarburos no convencionales, tal vez excesivamente laxa, permite reducir el coste de extracción a los productores y podría implicar riesgos para la sociedad.

Es probable que, transmitiendo parte de estos riesgos a los productores con la legislación adecuada para que internalicen los costes de su cobertura, el impacto ambiental de la extracción de hidrocarburos no convencionales no difiera del de cualquier actividad

¹⁵⁹ *Marcellus Center for Outreach & Research*, PennState University. Recuperado desde: <http://www.marcellus.psu.edu/>

¹⁶⁰ *In Fracking's Wake: New Rules are Needed to Protect Our Health and Environment from Contaminated Wastewater*, NRC, 2012. Recuperado desde: <http://www.nrdc.org/energy/files/fracking-wastewater-fullreport.pdf>

¹⁶¹ *WASTE: The Soft & Dirty Underbelly of Fracking*, Pittsburgh University, 2012. Recuperado desde: <http://documents.foodandwaterwatch.org/doc/UnderbellyOfFracking.pdf>



industrial. Queda como incógnita si, en ese caso, la rentabilidad de la explotación seguiría siendo suficiente para realizarla, con los precios actuales de los hidrocarburos.

9.2.2 Perforación en Bloque.

La industria se ha enfrentado a retos similares en Colorado y en algunas de las innovaciones recientes se aplicarán. Uno de los más importantes es la perforación en bloque. Esta técnica permite la perforación de pozos múltiples desde una única ubicación. Esto tiene la virtud de la agregación del equipo operacional. Dada la complejidad técnica de estas operaciones, hay beneficios para el operador también. Ofrece, por ejemplo, las capacidades relativamente caras, como el satélite de banda ancha y los centros asociados a la decisión. Esto permite el uso de la monitorización remota y soporte de decisiones, minimizando así los riesgos. También debe permitir los aspectos de la supervisión normativa, sin adiciones importantes de personal debido a que un solo inspector puede controlar hasta docena o más locaciones. Este punto responde a la preocupación más frecuente hoy en Pennsylvania, que las necesidades del staff de personal regulatorio son relativamente inadecuadas a la esperada expansión de la actividad.

Un beneficio colateral de la perforación en bloque es la minimización de la construcción y el uso de las vías de acceso. Esto podría ser particularmente importante en las áreas agrícolas y cerca de los centros de mayor densidad de población. La naturaleza de las operaciones de fractura es tal que el equipo pesado se necesita en cada boca de pozo. El bloque de perforación permite que este se comparta. Esto será particularmente importante para los nuevos métodos de tratamiento de agua que se beneficiarán a las economías de escala.¹⁶²

9.2.3 Los Químicos en Operaciones de fracturamiento.

El agua utilizada para la fractura hidráulica contiene alrededor de 10 grupos de componentes, destinados a mejorar el proceso y evitar determina dos daños por corrosión y por oxidación a la estructura del pozo evitando así riesgos posteriores de fugas e incrementar la eficiencia de cada fractura, al reducir la pérdida de carga por fricción.

Los químicos presentes en los fluidos de fracturamiento pueden incluir:

¹⁶² World Energy Council, (2010), *Encuesta de Recursos Energéticos: Focalizados en Shale Gas*, Recuperado desde: http://www.oilproduction.net/cms/files/shale_gas/esp_shale_gas_report.pdf

- Geles para inducir la viscosidad. Estos son derivados de una semilla natural, “guar gum”. La mayoría de las operaciones de shale gas ejecutan "slick", es decir, sin ningún tipo de geles. Sin embargo, un poco de gel puede ser utilizado alguna vez.
- Agentes Vinculadores - se usa para hacer los geles viscosos (boro, circonio a base de metales orgánicos).
- Fracturadores, para romper los vínculos cruzados, si el gel es utilizado (a menudo las enzimas).
- Lubricantes (la mayoría de los polímeros).
- Biocidas (actualmente a base de bromo, han sido a base de cloro).

La gran mayoría de las operaciones usan el agua “slick”, así que los tres primeros componentes de la lista anterior entrarían. Hasta ahora no ha habido detalle de la naturaleza y cantidad empleada de cada químico. Esto ha elevado innecesariamente el nivel de ansiedad. La divulgación completa de la naturaleza y propiedades de los químicos no debe resultar grave. Además, los estudios ambientales proveerán un entendimiento adicional del impacto de los procesos técnicos actuales. Para los perforadores, es posible recurrir a sustitutos químicos más benignos, y las empresas compiten para ser más verdes como los impactos ambientales y las regulaciones se vuelven más conocidas.

Un estudio del departamento de conservación ambiental de Nueva York identificó 260 químicos utilizados en el proceso de *fracking*. Sin embargo, muchos de los químicos usados son información clasificada, ya que permiten diferencias competitivas entre una empresa u otra. Dentro de los químicos comunes, encontraron: hidrocarburos (metano, etano, propano...), metales pesados (bario, estroncio, mercurio...), cancerígenos probados (etilbenceno) y veneno anti microbios, entre otros.

En total, la concentración de productos químicos en el agua utilizada para el fracturamiento es menor al 50% y, a menudo menor a una décima del uno por ciento. Consecuentemente, combinado con un esfuerzo por eliminar los químicos tóxicos y la decisión probablemente se dirige hacia el reciclado del agua fracturada, los químicos en el fluido de fractura se convertirán en un problema menor. Sin embargo, la industria tendrá que hacer su parte para ser transparente y proactiva para asegurar el apoyo público. Las

ONGs (organizaciones no gubernamentales) y las otras partes interesadas, deberían ser incluidas en esta actividad para apoyar a la imparcialidad.¹⁶³

Muchos de los productos químicos usados en el fracking se utilizan comúnmente en actividades cotidianas. Algunos, que se utilizan en concentraciones bajas en la fractura hidráulica, pueden ser tóxicos en altas concentraciones. Esto es también válido para los productos químicos que se añaden habitualmente para el agua potable y los alimentos, así como las explotaciones convencionales de hidrocarburos. Por ejemplo, el cloro utilizado comúnmente para la desinfección del agua potable, si se utiliza en concentraciones altas o, si se produce un accidente, puede tener efectos graves sobre la salud humana y el medio ambiente. Sin embargo, en general la Organización Mundial de la Salud ha evaluado que los beneficios para el ser humano de su uso sobrepasan ampliamente los peligros potenciales, cuando se utiliza bajo las Mejores Prácticas Operativas.

En este sentido la EPA (*Environmental Protection Agency*: Agencia de Protección del Medio Ambiente) está trabajando con las Autoridades Estatales y otros actores clave para garantizar que la extracción de gas natural no será realizada a expensas de la salud pública y el medio ambiente. El enfoque y las obligaciones de la Agencia, EPA, en virtud de la ley que rige su accionar, “son... proporcionar la supervisión, orientación y, en su caso, como primera prioridad, proceder a la elaboración de Regulaciones destinadas a lograr la mejor protección posible para el aire, el agua y la tierra en la que los estadounidenses viven, trabajan y juegan. La Agencia está invirtiendo en la mejora de nuestra comprensión científica de la fractura hidráulica, proporcionando claridad en la reglamentación de las leyes vigentes y trabajando con las autoridades existentes en cada ámbito para mejorar las garantías de salud y ambientales” Por esa razón la EPA ha recomendado a todos los Estados a invitar a los operadores de Yacimientos No Convencionales a revelar íntegramente la composición de cada uno de los aditivos fluidos, hasta que exista una regulación obligatoria al respecto.

9.2.4 Extracción de Agua y Aguas Residuales.

La práctica agua slick provoca aguas residuales. Los usos típicos de los pozos están entre 3 y 5 millones de galones por pozo. La práctica de la industria ha sido la utilización de agua como base. El agua que se devuelve hasta después del paso de la fractura se conoce como flujo de agua residual. Las operaciones del shale son las únicas tan sólo alrededor de un cuarto a un tercio del agua retorna, el resto permanece en la formación. Además, el flujo

¹⁶³ World Energy Council, (2010), *Encuesta de Recursos Energéticos: Focalizados en Shale Gas*, Recuperado desde: http://www.oilproduction.net/cms/files/shale_gas/esp_shale_gas_report.pdf

de agua de recuperación suele ser salobre. Esto se debe a que el agua en los poros es generalmente muy salada, Así que, en principio, no puede volver a utilizarse.

Manejar esta salinidad es el primer objetivo importante de la conservación del agua. La clave es la capacidad del agua para tolerar un cierto nivel de cloruros. Investigaciones recientes han demostrado que no sólo es posible si no que puede ser beneficioso. Los cloruros estabilizan los componentes de la arcilla del shale y mejoran la producción, aunque los químicos como reductores de fricción deben ser modificados. Esto tiene dos posibles implicaciones para la extracción del agua.

Uno de ellos es que después de cierto grado de tratamiento, el flujo el agua debería ser funcional. Dado que no se puede devolver toda, las extracciones para reposición de agua serán necesarias. Aquí es donde viene la segunda implicación. Debería ser posible capturar moderadamente agua salina de otra fuente desde que la salinidad sea tolerable en la operación. La implicación más importante de lo anterior es que el flujo de agua podría, y con el tiempo debería, ser completamente re-utilizado y dejar de ser un tema relativo al vertimiento. Es claro que, la atención apropiada para la retención temporal será requerida, y sería para cualquier manejo de fluidos en una operación de perforación.¹⁶⁴

9.2.5 Contaminación de Acuíferos y Pozos de Agua

Aunque según la industria hay varios miles de pozos estimulados de forma segura con esta técnica, se han denunciado algunos casos bastante llamativos de contaminación de acuíferos y pozos de agua por los fluidos de fracturación y también por metano, que puede aparecer en grifos domésticos e incluso Inflamarse¹⁶⁵. Las complicaciones pueden surgir por la deficiente cementación de los pozos, que es un problema conocido por la industria desde hace décadas (como *gas migration control*), y que también ocurre en la perforación convencional.¹⁶⁶

¹⁶⁴ World Energy Council, (2010), *Encuesta de Recursos Energéticos: Focalizados en Shale Gas*, Recuperado desde: http://www.oilproduction.net/cms/files/shale_gas/esp_shale_gas_report.pdf

¹⁶⁵ Fox Josh, *gaslandthemovie.com* , Recuperado desde: <http://www.gaslandthemovie.com/>

¹⁶⁶ *Getting to the root of Gas Migration*, Art Bonett and Demos Pafitis, Oilfield Review, 1996. Recuperado desde: http://69.18.148.120/~media/Files/resources/oilfield_review/ors96/spr96/ors96_gas_p36_49.pdf y *Predicting potential gas-flow rates to help determine the best cementing practices*, Ron Crook and James Heathman, Halliburton Energy Services Inc, 1998. Recuperado desde: <http://www.docstoc.com/docs/163700173/Predicting-potential-gas-flow-rates-to-help-determine-the-best----IADC>

Sin embargo, se ve magnificado por la gran cantidad de perforación que exigen los hidrocarburos no convencionales, las grandes presiones que requiere la estimulación hidráulica y el desarrollo explosivo y rápido que se está realizando, donde quizás no se están empleando las mejores prácticas disponibles.¹⁶⁷ La técnica usual es, una vez se perfora el tramo vertical inicial que atraviesa el acuífero, entubar el pozo con una o varias capas de metal y cemento. La decisión de cuantas capas depende de la cuenca en particular y de las políticas de cada empresa, pero no está regulado, por lo que hay pozos, especialmente los más antiguos y superficiales, que ni siquiera se han cementado. Aún así, la cementación puede fallar, por poros o canales que se forman en el fraguado del cemento, por fracturas formadas durante la estimulación o por corrosiones a lo largo del tiempo. Diversos autores de la industria de la perforación¹⁶⁸ apuntan a tasas de fallo entre el 5% en pozos nuevos, y hasta 60% cuando van envejeciendo. Otra posible forma de migración del gas o de los fluidos hacia los acuíferos puede ocurrir a través de conexiones hidráulicas desconocidas o pozos antiguos existentes, especialmente, en zonas con historia en explotación, como Texas. Dado que se introduce grandes cantidades de fluido de fracturación y a grandes presiones, puede ocurrir que, accidentalmente, circule por “canales” o pozos no deseados, ya que, como se ha comentado, sólo se recupera una parte del fluido introducido.

Otra potencial vía de contaminación, en este caso de aguas superficiales es por las escorrentías de pluviales o por derrames. Como se ha explicado, las balsas que almacenan el fluido de fracturación y el retorno, se disponen a cielo abierto y con una capa de plástico como aislamiento. Si llueve en exceso, estas balsas pueden desbordarse y los fluidos que contienen verterse accidentalmente en terrenos vecinos o incluso en fuentes o corrientes de agua.¹⁶⁹ Es un problema que tendría fácil solución si dichos fluidos se almacenaran en depósitos cerrados de doble capa, como es habitual en los procesos industriales.

¹⁶⁷ Anthony R. Ingraffea, (2012) *Fluid Migration Mechanisms Due To Faulty Well Design And/Or Construction: An Overview And Recent Experiences In The Pennsylvania Marcellus Play*, Recuperado desde: <http://www.psehealthyenergy.org/site/view/1057>

¹⁶⁸ *Mud to Cement*, (2003) - *Building Gas Wells*, C. Bruffatto y otros, Oilfield Review, Recuperado desde: <http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/en/pdf/Publications/MudCement2003.pdf>

¹⁶⁹ Bryan Walsh, (2011) *Could Shale Gas Power the World?*, Time, Recuperado desde: <http://content.time.com/time/magazine/article/0,9171,2062456,00.html>



9.2.5.1 Agua Producida.

El agua asociada con el gas es producida en alguna etapa de la recuperación, por lo general al final del proceso, esta es agua atrapada en los poros de la roca (agua congénita) o cerca de la formación del shale. El Ellenberger y Onondaga son formaciones de agua por debajo de los embalses Barnett y Marcelo, respectivamente. El Onondaga, en particular, es muy alto en la salinidad y este líquido no deseado será producido si la dirección de la fractura no se controla.¹⁷⁰ Por el contrario, algunos yacimientos de shale gas son muy secos (lo que significa que no tienen agua congénita en las formaciones o cerca de las formaciones), como por ejemplo partes de la Haynesville (Louisiana).

Ya sea de agua congénita o agua subterránea, el agua va a ser muy salina, en parte debido a la edad de la roca. La disposición de esta agua es un problema importante, especialmente en Nueva York y Pennsylvania, y puede costar más de 10 dólares EE.UU. por barril, o \$500,000 por pozo, cuando sea posible, incluso. La preocupación por los vertimientos ilegales es alta entre los residentes. El tratamiento del agua producida representa una importante oportunidad de negocio. Varias compañías están desarrollando planes para la desalinización por ósmosis. Otros están trabajando en la erradicación de las bacterias, la eliminación de metales pesados y similares, utilizando métodos como la filtración de membrana y de intercambio iónico. Algunos de estos ya están en servicio en forma limitada.

El agua producida ofrece la promesa de ser usada para agua de reposición después de un tratamiento moderado. La salinidad puede ser directamente tolerable pero cualquier bacteria tendría que ser removida antes de volver a usarla. Esto se debe a que muchas de estas causan la producción de sulfuro de hidrógeno en el hoyo, lo que hace que el gas de menor valor y causa corrosión en el equipo. Otros contaminantes reportados en el agua producida o en el flujo de agua son los metales pesados que contienen a veces pequeñas cantidades de material radiactivo. Estos últimos son por lo general en muy baja concentración, pero a menudo se precipita en escala con otras sales. En esa forma son más concentrados. Todos estos metales pueden ser removidos por intercambio iónico, oxidación y otros métodos.¹⁷¹

¹⁷⁰ World Energy Council, (2010), *Encuesta de Recursos Energéticos: Focalizados en Shale Gas*, Recuperado desde: http://www.oilproduction.net/cms/files/shale_gas/esp_shale_gas_report.pdf

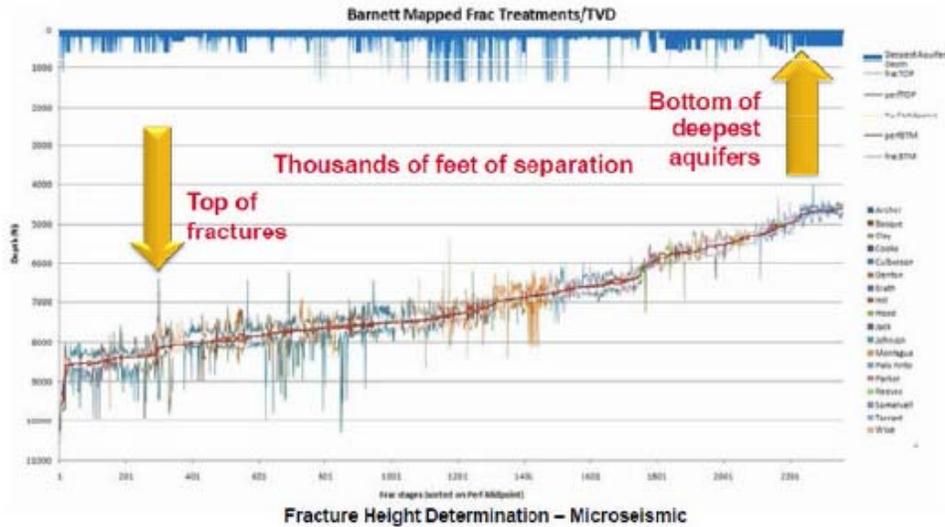
¹⁷¹ World Energy Council, (2010), *Encuesta de Recursos Energéticos: Focalizados en Shale Gas*, Recuperado desde: http://www.oilproduction.net/cms/files/shale_gas/esp_shale_gas_report.pdf

9.2.5.2 Contaminación de Agua Potable.

Ha habido informes anecdóticos de la contaminación del agua de pozo por gas o el fluido de hidro-fractura, el más reciente divulgada por el documental, Gasland¹⁷². La literatura popular atribuye dos hipótesis para este fenómeno. Uno de ellos es el de la migración de las grietas de la operación de fractura al reservorio de agua. El otro es fuga de gas o de líquido al pozo.

Aparte del hecho de que las grietas no se propagarán a distancias significativas de los acuíferos, pues se inclinan a hacerlo, es probable curar debido a la sobrecarga de la tierra. En términos de distancia, los más cercanos los acuíferos de agua dulce están verticalmente a 5000 pies y 3000 pies de distancia, respectivamente, para el Barnett y el Marcellus. Como podemos ver en la siguiente grafica.

Grafica No. 42 Fracturamiento Hidráulico, posibilidad de contaminación de Acuíferos.



Pero además, la diferencia central respecto de las cuencas de EEUU es la profundidad a que se encuentran los yacimientos no convencionales en dicha área. En el caso de la cuenca de Vaca Muerta en Argentina, en los escasos sitios que los que hay acuíferos de posible uso humano o animal en el área de Vaca Muerta, estos están como máximo a 250 mts. de profundidad, separados de los depósitos de shale (esquisto) por grandes y pesadas capas de rocas de varios miles de metros de espesor. Si bien la información de

¹⁷² Fox Josh, *gaslandthemovie.com* , Recuperado desde: <http://www.gaslandthemovie.com/>

pozos es obtenida por muestreo estadístico, se verifica que las posibilidades de extracción de agua se circunscriben a los pequeños valles y cuencas cerradas, en los primeros metros de profundidad, con la extracción de agua de baja calidad con altos tenores de sulfatos (hasta 850 ppm).¹⁷³

Por otra parte los riesgos relacionados con la perforación de pozos de Shale Gas o Shale Oil, cuando se atraviesa una napa acuífera, no difieren de los existentes con los pozos convencionales, que son controlables con la aplicación de las Mejores Prácticas Operativas desarrolladas en los últimos 150 años. Por lo tanto no hay fundamentos para esta preocupación en dicha área, en relación con una tarea y tecnología que no difiere de la conocida y dominada, luego de haber realizado una significativa cantidad de perforaciones similares, desde el inicio de la explotación de yacimientos convencionales.

Una publicación del Instituto del Petróleo y Gas de Argentina, destaca que solo en este país se llevan perforados más de 65,000 pozos para extracción de petróleo y gas en un siglo, sin que se haya registrado contaminación de acuíferos. A nivel mundial, se reitera que la gran cantidad de pozos ya realizados en el último siglo no ha registrado problemas significativos de este tipo. Los escasos casos registrados responden a actividades realizadas en el pasado, o en naciones donde no rigen las normas de seguridad, el monitoreo de la Autoridad Regulatoria y el control y respeto de la sociedad al medio ambiente que hoy existe.¹⁷⁴

Con relación a esto EPA menciona que, “Un elemento central de la Ley de Agua Potable Segura (Clean Water Act) y del Control de Inyección Subterránea (UIC), es establecer los requisitos para la ubicación correcta y la construcción y operación de cada pozo, para reducir al mínimo los riesgos para las fuentes subterráneas de agua potable”, al igual que ha sido progresivamente regulado en los 150 años de explotación de pozos convencionales.¹⁷⁵

¹⁷³ Academia Nacional de Ingeniería, Instituto de Energía (2013), *Aspectos ambientales en la producción de hidrocarburos de Yacimientos no convencionales*, Recuperado desde, <http://www.acadning.org.ar/Institutos/IE%20ANI%20-%20Documento%20N4.pdf>

¹⁷⁴ Academia Nacional de Ingeniería, Instituto de Energía (2013), *Aspectos ambientales en la producción de hidrocarburos de Yacimientos no convencionales*, Recuperado desde, <http://www.acadning.org.ar/Institutos/IE%20ANI%20-%20Documento%20N4.pdf>

¹⁷⁵ Agencia de los Estados Unidos para la protección del Medio ambiente, Ley de Agua Potable Segura (Clean Water Act) y del Control de Inyección Subterránea (UIC), Recuperado desde, <http://www2.epa.gov/laws-regulations/summary-clean-water-act>

Adicionalmente, está en marcha un Estudio de la EPA sobre fractura hidráulica y su impacto potencial en recursos de agua potable: “La EPA está llevando a cabo ese estudio nacional para entender los impactos potenciales de la fractura hidráulica en los recursos de agua potable. El estudio incluirá una revisión de la literatura publicada, el análisis de los datos existentes, la evaluación de escenarios y modelos, estudios de laboratorio y estudios de casos” EPA espera dar a conocer el proyecto de informe final para su revisión y comentarios en 2014.

9.2.6 Sismicidad inducida por la técnica.

Al inyectarse agua o un fluido destinado a la fractura hidráulica a muy elevada presión, se produce la fractura de la roca de esquisto, pulverizando gran parte de la misma y permitiendo la salida del gas retenido en los poros. Esta ruptura de la roca localizada a centenares de metros de profundidad origina vibraciones (al igual que muchas otras actividades humanas y actividades de construcción), en general no perceptibles por los seres humanos. Debido a la gran sensibilidad de los instrumentos de medición, estos movimientos son detectados y utilizados (al igual que la llamada sísmica 3D) para tomar decisiones en cuanto a la efectividad de la fractura y las propiedades de la formación.¹⁷⁶

Es por esta razón que la sismicidad inducida por la técnica, es materia de debate. En ciertas zonas donde se está realizando *fracking* se ha percibido un aumento significativo del número de terremotos, de baja y media intensidad. Esto ha provocado incluso las moratorias de Arkansas y Reino Unido.

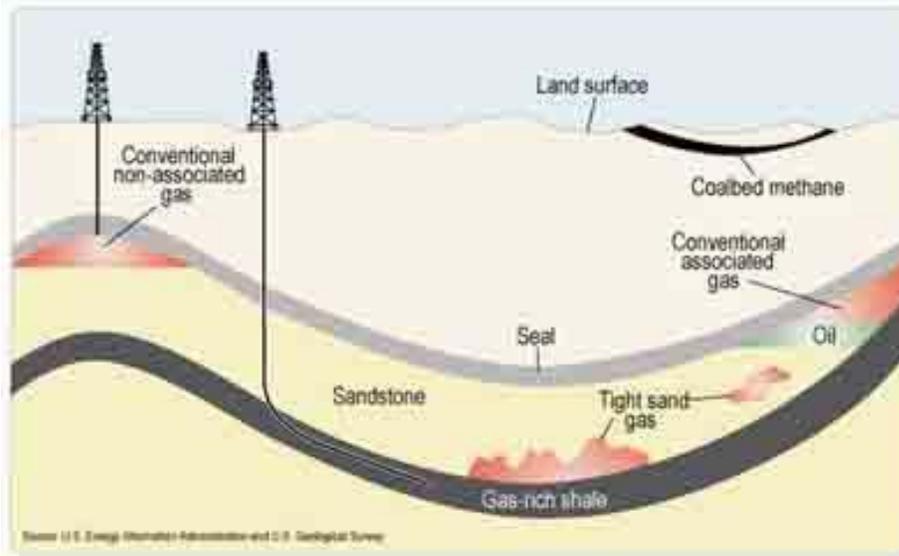
Esta sismicidad tampoco es nueva en la industria y es un problema asociado a la introducción de fluidos a presión en el subsuelo, tanto para estimulación, como para su vertido en capas profundas. Se han producido también casos en explotación tradicional, destacando el desastre de Baldwin Hills (Los Ángeles), en el año 1963, donde la estimulación de los pozos petrolíferos de la zona indujo que una falla se desplazara, rompiendo la presa de una reserva de agua que había en la superficie. El torrente inundó un barrio cercano y fallecieron cinco personas.¹⁷⁷

¹⁷⁶ Academia Nacional de Ingeniería, Instituto de Energía (2013), *Aspectos ambientales en la producción de hidrocarburos de Yacimientos no convencionales*, Recuperado desde, <http://www.acadning.org.ar/Institutos/IE%20ANI%20-%20Documento%20N4.pdf>

¹⁷⁷ Douglas H. Hamilton and Richard L. Meehan (1971) *Ground Rupture in the Baldwin Hills; Injection of fluids into the ground for oil recovery and waste disposal triggers surface faulting*, Science, Recuperado desde: <http://web.stanford.edu/~meehan/la/pubs/pubbbaldw.pdf>

Los terremotos vienen inducidos por este mismo fenómeno, que se denomina ‘activación de falla’. La introducción de fluidos a presión puede hacer que las fallas se desplacen tras repartir las tensiones creadas en el terreno, además, el *slickwater* puede ‘lubricar’ o reducir el rozamiento entre fallas y facilitar su desplazamiento. Esto origina pequeños sismos que pueden tener especial impacto en zonas urbanas.¹⁷⁸

Grafica No. 43 Extracción no Convencional.



La preocupación de las personas y las organizaciones que han cuestionado este aspecto, reside en que en determinadas circunstancias pudieran afectarse estructuras públicas o privadas con un daño material y/o riesgos para las personas que habitan o circunstancialmente están en la zona. Esta preocupación es más acentuada en las zonas donde existe un historial de movimientos sísmicos de intensidad significativa debidos a la forma en la cual la estructura de placas existentes bajo la corteza terrestre se está reacomodando desde hace cientos o miles de años en esa zona.

Estos temores no tienen fundamento comprobado porque cada año se efectúan varias decenas de miles de fracturas hidráulicas en el mundo sin que se haya verificado ninguna vinculación con eventos sísmicos potencialmente peligrosos y proyectos de Shale Gas o Shale Oil. En Estados Unidos, aún en Estados de gran sismicidad como California, las

¹⁷⁸ Gómez Jiménez, David, Sanz Oliva, Jorge, Portero Larragueta, Jaime, (2013), *Hidrocarburos no convencionales en EEUU y sus implicaciones*, Recuperado desde: <http://www.energyoutofthebox.com/hidrocarburos-no-convencionales-en-eeuu-y-sus-implicaciones>

preocupaciones por la fractura hidráulica no están centradas en la posibilidad de generación de terremotos inducidos.

Debido al movimiento relativo constante entre las placas tectónicas en que está fragmentada la corteza terrestre, los terremotos se producen cuando el estado tensional originado por el impedimento a dicho movimiento en la interfase entre placas (fallas geológicas), supera la resistencia mecánica de las rocas. Cuando esta rotura en correspondencia con una falla geológica se produce, se origina una liberación de energía, medida habitualmente en la “escala de Richter”, que se transmite por el terreno y provoca movimientos eventualmente capaces de producir daños a las estructuras. Pero la magnitud de los movimientos originados en el fracking no alcanza valores que puedan ser percibidos por los seres humanos.¹⁷⁹

Por ello, en el caso de UK, la RAE (Royal Academy of Engineering) establece que el BGS (British Geological Survey) u otros órganos competentes, deberán llevar a cabo mediciones nacionales para determinar el carácter de las tensiones preexistentes e identificar las fallas en las rocas madres de las áreas a perforar. Asimismo, establece que los Operadores deben realizar mediciones adicionales específicas en cada yacimiento para identificar potenciales tensiones y fallas locales.¹⁸⁰

9.2.7 Producción de residuos tóxicos

Otra cuestión ambiental para tener en cuenta en la explotación de Hidrocarburos no convencionales son los residuos tóxicos, ya que la fractura hidráulica genera residuos altamente tóxicos. No solo el fluido Recuperado tras el proceso de fractura, sino también un porcentaje del fluido de fractura que se queda en el subsuelo y no retorna a la superficie.

En el proceso de fractura hidráulica de las perforaciones horizontales de un pozo en un Yacimiento no convencional se utilizan 25.000 a 35.000 m³ de agua. Parte de este volumen de agua, con un pequeño porcentaje de aditivos queda en espacios vacíos residuales del Yacimiento, pero hasta el 70% puede salir nuevamente a la superficie,

¹⁷⁹ Academia Nacional de Ingeniería, Instituto de Energía (2013), *Aspectos ambientales en la producción de hidrocarburos de Yacimientos no convencionales*, Recuperado desde, <http://www.acadning.org.ar/Institutos/IE%20ANI%20-%20Documento%20N4.pdf>

¹⁸⁰ Academia Nacional de Ingeniería, Instituto de Energía (2013), *Aspectos ambientales en la producción de hidrocarburos de Yacimientos no convencionales*, Recuperado desde, <http://www.acadning.org.ar/Institutos/IE%20ANI%20-%20Documento%20N4.pdf>

conteniendo otras sustancias y la suciedad propia de los compuestos inorgánicos de la roca madre. Es entendible que las personas que habitan en las cercanías de esos pozos rechacen la posibilidad de aceptar que esos fluidos residuales (el reflujo de agua del fracking), sean volcados en la superficie, en la zona adyacente al pozo

Ante los temores generados por los problemas en la gestión de estos residuos, la industria afirma que se están desarrollando tecnologías para la reutilización del fluido de retorno en sucesivas fracturas. Esto implicaría el transporte a plantas de depuración especiales, con el consiguiente riesgo de accidente, y el posterior almacenamiento de un menor volumen de residuo pero de una toxicidad mucho más elevada. Sin embargo, el reciclaje del fluido todavía está en fase de desarrollo, es extremadamente costoso y, por ello, es raramente utilizado.

En general, si la inyección subterránea no es posible, la industria opta por almacenar los residuos en balsas de evaporación, con el evidente peligro de contaminación atmosférica, o lleva los fluidos a plantas de depuración públicas, pasando el problema a la administración. Normalmente las instalaciones públicas no están preparadas para la depuración de este tipo residuos ya que son hipersalinos, con altas concentraciones de metales pesados, hidrocarburos e incluso sustancias radiactivas. Tampoco están preparadas para las cantidades generadas.¹⁸¹

Por otra parte, en caso que exista una falla local en correspondencia con una estructura geológica de rocas blandas, como aquellas donde se encuentra el Shale, en caso de romperse, ello ocurre a menores niveles de tensión, originando una menor liberación de energía y por lo tanto difícilmente podrían originar sismos de gran intensidad, al contrario de lo que ocurre con las rocas duras como el granito, también existentes en el subsuelo. Por último, cuando se registran vibraciones con elevados niveles de “frecuencia”, también se reduce la probabilidad de daño, ya que estas ondas se amortiguan a pocos metros de distancia.¹⁸²

¹⁸¹ La extracción de Gas No Convencional y la Fractura Hidráulica Permisos en la Asamblea Burgos, (2011), Recuperado desde: <http://proyectourraca.files.wordpress.com/2012/02/informe-asamblea-burgos-2011.pdf>

¹⁸² Royal Academy of Engineering, (2012) *Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing*, Recuperado desde, <https://royalsociety.org/~media/policy/projects/shale-gas-extraction/2012-06-28-shale-gas.pdf>

Grafica No. 44 Almacenamiento de Residuos.



Fuente: Academia Nacional de Ingeniería U.K.

Los productos que vuelven a la superficie incluidos en el reflujos de agua de fracking, pueden ser perjudiciales, como cualquier otro efluente residual de la explotación de petróleo y gas en particular, y de toda actividad minera o industrial en general. Tanto el Río Támesis en Inglaterra, como el Riachuelo en Argentina han sido y son prueba de ello. Pero también existen métodos y equipamiento adecuado para recuperar esa agua en un porcentaje muy elevado y utilizarla en la siguiente operación y/o mitigar o eliminar los efectos y hacer que los vertidos cumplan con la normativa ambiental vigente. Las autoridades deben verificar que ello se cumpla y cuando la contaminación perdura, ello no es consecuencia de la actividad industrial, sino del incumplimiento de normas y de no ajustar la operación a las Mejores Prácticas. Por ello, en esos casos hay que investigar cual es el origen del incumplimiento de las Regulaciones existentes y de la ausencia de “enforcement”, o disponibilidad de la fuerza de orden público necesaria para obligar a que se apliquen las mismas.¹⁸³

9.2.8 Contaminación Atmosférica

También existe una seria preocupación por los diferentes episodios de contaminación atmosférica provocados por la explotación mediante técnicas no convencionales, ya que entre un 3,6% y un 8% del recurso escapa al ambiente a lo largo del proceso, bien cuando emerge el fluido de retorno, bien por fugas accidentales durante la extracción, el

¹⁸³ Academia Nacional de Ingeniería, Instituto de Energía (2013), *Aspectos ambientales en la producción de hidrocarburos de Yacimientos no convencionales*, Recuperado desde, <http://www.acadning.org.ar/Institutos/IE%20ANI%20-%20Documento%20N4.pdf>

transporte, el almacenamiento o la distribución. Se estima que el gas no convencional produce emisiones de gases de efecto invernadero entre un 30% y un 100% mayores que el carbón.¹⁸⁴ Además de los riesgos de contaminación de tierra y agua, en cada paso de la explotación del gas se liberan grandes cantidades de componentes orgánicos volátiles. Estos pueden producir ozono al mezclarse con los óxidos de nitrógeno producidos por los motores diesel que se utilizan en la inyección, presurización, bombeo, transporte, etc. Si bien el ozono estratosférico nos protege de la radiación solar, el ozono en las capas superficiales de la atmósfera es dañino para la salud humana, formando nubes de contaminación conocidas como esmog. La exposición continuada al ozono puede generar asma y otras enfermedades pulmonares, como enfisema y bronquitis crónica. También es dañino para coníferas, álamos, y cultivos de forraje. Otra fuente de contaminación del aire son las propias balsas de fluidos residuales. Los compuestos orgánicos tienden a ser más ligeros que el agua por lo que flotan en la superficie de las balsas y de ahí pasan al aire.¹⁸⁵

El caso mejor estudiado sobre el impacto de la explotación de gas de pizarra en la calidad del aire es el de Fort Worth, ciudad de casi 750.000 habitantes en el estado de Texas. En los últimos tres años, varios estudios de muestras de aire realizados por agencias públicas y privadas han confirmado que las instalaciones de explotación de gas de pizarra en Fort Worth están emitiendo concentraciones de contaminantes que exceden los niveles de seguridad. En 2008 un estudio de la Southern Methodist University concluyó que las actividades de extracción de gas de pizarra generaban más esmog que todos los coches, camiones y aviones de la región de Dallas-Fort Worth, un área metropolitana de más de 6 millones de habitantes. En mayo y junio de 2009 unos estudios realizados en una granja de Fort Worth encontraron altos niveles de ozono, BTEX y sulfuros.

Las concentraciones de todos los compuestos de sulfuro eran superiores a los niveles considerados peligrosos para la salud a corto y largo plazo por la Comisión para a Calidad Ambiental de Texas (TCEQ). La publicación de estos estudios obligó a la TCEQ a llevar a cabo su propia investigación. Confirmaron la emisión de BTEX y sulfuro de carbono, entre otros químicos, a niveles peligrosos para la salud humana.¹⁸⁶

¹⁸⁴ Howarth, Santoro, Ingraffea, (2012), *Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations*, *Climatic Change Letters*, vol. 106, núm. 4, Recuperado desde: <http://link.springer.com/journal/10584>

¹⁸⁵ La extracción de Gas No Convencional y la Fractura Hidráulica Permisos en la Asamblea Burgos, (2011), Recuperado desde: <http://proyectourraca.files.wordpress.com/2012/02/informe-asamblea-burgos-2011.pdf>

¹⁸⁶ Department of Environmental and Civil Engineering , Southern Methodist University, (2009) *Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements*, Recuperado desde: http://www.edf.org/sites/default/files/9235_Barnett_Shale_Report.pdf



9.3 Medidas de Gestión Ambiental y Remediación.

Uno de los campos que mayores transformaciones está generando en el derecho de la responsabilidad civil, lo es el del medio ambiente. Así, por ejemplo, la noción de culpa se afirma largamente superada, llegando a extremos en donde se predica que "el que contamina paga". Las teorías de causalidad son cuestionadas en su utilidad práctica, cuando se trata de determinar hechos dañinos y autores frente a un daño ecológico con años de evolución. Las formas reparatorias tradicionales no dan a basto para indemnizar. Los límites de la responsabilidad, esto es, de por qué y cuándo quien ha contaminado debe reparar, son inciertos en sus fundamentos.¹⁸⁷

Teniendo en cuenta lo anterior tenemos que analizar los dos extremos que generan tensión social hoy por hoy, uno de ellos es el temor de muchos ecologistas a una forma de producción insensible al entorno natural, que a su vez se contrasta con posiciones adversarias al progreso. Esto se puede entender como que los extremos son que se destruye sin límites o que no se destruye nada. Pero como en cualquier postura se debe encontrar un punto de equilibrio entre ambas posiciones. Ninguna de las dos está bien en su forma pura. Por un lado la codicia capitalista nos ha enseñado con ejemplos que hacen reflexionar en la necesidad de la existencia del derecho penal ambiental, lo cual es todavía patente en países subdesarrollados como Colombia. Así como se rechaza un capitalismo extremo, también se debe rechazar una visión que devaste o reduzca claramente la posibilidad de desarrollo. Compartiendo un poco el pensamiento del "padre de la ecología", James Lovelock, así, a secas, cuando afirma que, "tienen el corazón bien puesto, pero la cabeza mal hecha. Se equivocan de combate al atacar los problemas más superficiales del medio ambiente".¹⁸⁸

Las normas ambientales, que son fuertemente marcadas por tratados o declaraciones internacionales, se encargan de acercar ambos polos. No en vano a partir del concepto de Desarrollo Sostenible, "los seres humanos... tienen derecho a una vida saludable y productiva en armonía con la naturaleza", porque, "el derecho al desarrollo debe ejercerse en forma tal

¹⁸⁷ Henao Juan Carlos, (2000), *Responsabilidad por daños al medio ambiente*, editorial Universidad Externado de Colombia, Recuperado desde:

http://www.mamacoca.org/FSMT_sept_2003/es/doc/henao_responsabilidad_ambiental_es.htm

¹⁸⁸ Guy Sorman. "Los verdaderos pensadores de nuestro tiempo", Editorial Seix-Barral, Madrid, Junio de 1991, en cuyas páginas 26-33 se dedica a una reseña de James Lovelock, Recuperado desde:

http://ffyl.uncu.edu.ar/IMG/pdf/158_SORMAN.pdf

que responda equitativamente a las necesidades de desarrollo y ambientales de las generaciones presentes y futuras"¹⁸⁹

Pero ese criterio de Desarrollo Sostenible en muchas ocasiones no se respeta en la actividad humana, porque se daña antijurídicamente el medio ambiente, surgiendo la responsabilidad civil como un discurso que influye notoriamente en la cadena de producción de bienes. Es este precisamente uno de los grandes aportes que puede hacer la teoría de la responsabilidad civil, en la medida en que la indemnización de daños ambientales será un factor esencial en la regulación del mercado. Es indiscutible que sentencias, así sean en mínimo número, que condenen a empresarios a resarcir perjuicios ecológicos, repercuten ampliamente sobre el costo de la producción de los artículos necesarios para el ser humano, sobre el mercado asegurador e, igualmente, sobre el concepto mismo de Desarrollo Sostenible.¹⁹⁰

Es por ello que, "el primer objetivo es responsabilizar al contaminador por los daños que causa. Si quienes contaminan se ven obligados a sufragar los costes relacionados con el daño causado, reducirán sus niveles de contaminación hasta el punto en que el coste marginal de la descontaminación resulte inferior al importe de la indemnización que habrían tenido que abonar. De este modo, el principio de la responsabilidad ambiental hace posible la prevención de los daños y la internalización de los costes ambientales. La responsabilidad ambiental también puede facilitar la adopción de mayores precauciones, mediante la prevención de riesgos y daños, así como fomentar la inversión en el ámbito de la investigación y el desarrollo, con fines de mejora de los conocimientos y las tecnologías".¹⁹¹ La idea es que, a la empresa que contamine, le vaya mejor produciendo con el mínimo de contaminación, ojalá lo mínimo posible, que pagando indemnizaciones por los daños que deba remediar según las reglas de la responsabilidad civil.

Además de una legislación fuerte que prevea los posibles impactos ambientales que puede causar la actividad petrolera, es necesario contar con una adecuada gestión ambiental. La cual

¹⁸⁹ Declaración de Río. Informe de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (Río de Janeiro, 3 a 14 de junio de 1992), principio 1 y 3., Recuperado desde, <http://www.un.org/spanish/esa/sustdev/documents/declaracionrio.htm>

¹⁹⁰ Henao, Juan Carlos, (2000), *Responsabilidad por daños al medio ambiente*, editorial Universidad Externado de Colombia, Recuperado desde: http://www.mamacoca.org/FSMT_sept_2003/es/doc/henao_responsabilidad_ambiental_es.htm

¹⁹¹ Comisión de las Comunidades Europeas, Bruselas, 9.2.2000 COM(2000) 66 final, Libro Blanco sobre Responsabilidad Ambiental (presentado por la Comisión, Recuperado desde,) http://ec.europa.eu/environment/legal/liability/pdf/el_full_es.pdf

es considerada como el “conjunto de actos normativos y materiales que buscan una ordenación del ambiente, que van desde la formulación de la política ambiental hasta la realización de acciones materiales que tienen ese propósito”¹⁹². En la gestión ambiental se incluyen actos no sólo de las autoridades gubernamentales, sino también de la llamada sociedad civil, integrada por personas, grupos y organizaciones sociales y privadas.

Por ello, es fundamental que la sociedad en su conjunto, gobernantes y gobernados, cuenten con los instrumentos necesarios para prevenir, evitar, mitigar y compensar, oportunamente, los efectos adversos sobre el ambiente y los recursos naturales que se generen por la realización de procesos productivos y de consumo, así como para remediar los daños que, en su caso, se ocasionen.

En el Derecho Colombiano y el Derecho Internacional, Los principios que guían el derecho ambiental son los de prevención y precaución, que persiguen, como propósito último, el dotar a las respectivas autoridades de instrumentos para actuar ante la afectación, el daño, el riesgo o el peligro que enfrenta el medio ambiente, que lo comprometen gravemente, al igual que a los derechos con él relacionados. Así, tratándose de daños o de riesgos, en los que es posible conocer las consecuencias derivadas del desarrollo de determinado proyecto, obra o actividad, de modo que la autoridad competente pueda adoptar decisiones antes de que el riesgo o el daño se produzcan, con el fin de reducir sus repercusiones o de evitarlas, opera el principio de prevención que se materializa en mecanismos jurídicos tales como la evaluación del impacto ambiental o el trámite y expedición de autorizaciones previas, cuyo presupuesto es la posibilidad de conocer con antelación el daño ambiental y de obrar, de conformidad con ese conocimiento anticipado, a favor del medio ambiente; en tanto que el principios de precaución o tutela se aplica en los casos en que ese previo conocimiento no está presente, pues tratándose de éste, el riesgo o la magnitud del daño producido o que puede sobrevenir no son conocidos con anticipación, porque no hay manera de establecer, a mediano o largo plazo, los efectos de una acción, lo cual tiene su causa en los límites del conocimiento científico que no permiten adquirir la certeza acerca de las precisas consecuencias de alguna situación o actividad, aunque se sepa que los efectos son nocivos.¹⁹³

Es por eso que la Evaluación de Impacto Ambiental juega un papel muy importante dentro de la actividad Hidrocarburífera en el entendido que, La evaluación de impacto ambiental (EIA) de proyectos de desarrollo es un proceso de análisis que anticipa los futuros impactos ambientales negativos y positivos del proyecto, permitiendo adoptar acciones que maximicen

¹⁹² Brañes, Raúl. (2000) “Manual de Derecho Ambiental Mexicano”. Ed. Fondo de Cultura Económica y Fundación Mexicana para la Educación Ambiental, México. p. 117

¹⁹³ Sentencia C-703/10 Corte Constitucional Colombiana.

los beneficios y minimicen los impactos no deseados. Concilia la protección ambiental con las actuaciones de desarrollo para mejorar la calidad de vida, permitir el uso sostenido de los recursos naturales y contribuir al desarrollo sostenible en el territorio.

Para de esta forma, saber a ciencia cierta cuál es el impacto ambiental de la exploración en los yacimientos no convencionales, extracción, tratamiento y conducción del petróleo, establecer lineamientos de estrategia y acción para mitigar los impactos ambientales negativos en el área del proyecto y su zona de influencia, así como permitir un desarrollo ecológico y sostenible en el territorio. Ello de la mano de una adecuada y armónica gestión ambiental, A partir de los años setentas, paulatinamente, la gestión ambiental en el sector público se ha venido transformando de manera importante, ya que de ser parcial, sectorizada y dispersa, antes de esa década, hoy se habla de un proceso tendente a lograr una gestión ambiental integral, transectorial, descentralizada y con participación de la sociedad civil.

En este orden de ideas es necesario destacar la vital importancia que tiene fortalecer, los llamados instrumentos de gestión ambiental, que podemos dividir en 4 categorías.

1. Los preventivos o precautorios, de regulación directa o también denominados de “comando y control” basados en la promulgación de normas y en la ecuación coerción sanción; es decir, se trata de la forma tradicional de hacer cumplir la ley llevada al campo de la conducta ambiental
2. Los instrumentos administrativos, consistentes en el otorgamiento de licencias, permisos y demás modos de adquirir el derecho a usar los recursos naturales previstos en las diferentes legislaciones. La licencia ambiental ha sido el instrumento predominante dentro de esta categoría.
3. Los instrumentos económicos, que están dirigidos a hacer que las fuerzas del mercado sean las principales propiciadoras del cumplimiento de las metas ambientales de la sociedad.
4. La educación, la investigación, la asistencia técnica y la información ambiental.

Asimismo, es necesaria, la modernización de la normatividad ambiental para poder incorporar en la legislación instrumentos inductivos que promuevan la adopción voluntaria de prácticas amigables con el ambiente, por parte de los sujetos cuyas actividades generen los efectos anteriormente descritos en este capítulo, como es el caso de la autorregulación, la auditoría ambiental y los denominados instrumentos económicos.

En cuanto a los mecanismos de Remediación, se ha desarrollado en los últimos años una rama de la ingeniería llamada “Ingeniería de la Remediación” surgida de la necesidad de desarrollar técnicas y tecnologías para la recuperación ambiental de sitios degradados por la actividad humana. El conjunto de tecnologías de remediación se limitó en un principio a unas pocas utilizadas en todos los casos prescindiendo de las condiciones físicas, químicas y biológicas del medio. Actualmente ésta disciplina sigue en constante evolución a la luz de normativas ambientales, esfuerzos de investigación, actividades de las ONG’s vinculadas, organismos gubernamentales, etc.¹⁹⁴

La solución ambiental adecuada de los residuos sólidos con altos contenidos de hidrocarburos generados durante los procesos de la perforación, extracción y producción del petróleo se encuentra dentro de las prioridades fundamentales de la industria petrolera. Las técnicas de tratamiento de residuos sólidos consisten en la aplicación de procesos químicos, biológicos o físicos a desechos peligrosos o materiales contaminados a fin de cambiar su estado en forma permanente. Estas técnicas destruyen contaminantes o los modifican a fin de que dejen de ser peligrosos, además pueden reducir la cantidad del material contaminado presente en un lugar, retirar el componente de los desechos que los hace peligrosos o inmovilizar el contaminante en los desechos.¹⁹⁵

Entre las técnicas con menos impacto ambiental cabe destacar aquellas que no requieren excavación y transporte del suelo, es decir, que el tratamiento se realiza in situ, dentro del mismo emplazamiento. La tecnología a utilizar depende entre otros muchos factores, del tipo de contaminante, tipo de terreno, afectación de las aguas subterráneas, del tiempo necesario para descontaminar, del costo de la actuación, etc. En el caso de no ser viable el tratamiento in situ, existen alternativas al vertedero para el tratamiento fuera del emplazamiento o ex situ, mediante plantas centralizadas de tratamiento de suelos. Por ejemplo, en Europa existen numerosas experiencias de plantas a pleno rendimiento que combinan diversos tipos de tratamiento, siendo generalmente el núcleo central el tratamiento mediante landfarming o biopilas, que utilizan los agentes biológicos propios

¹⁹⁴ Coria, Daniel Ignacio, (2007) *Remediación de suelos contaminados con hidrocarburos*, Universidad Abierta Interamericana, Altos Estudios Globales, Recuperado desde, <http://www.sustentabilidad.uai.edu.ar/pdf/ing/uais-iga-600-001%20-%20remediacion.pdf>

¹⁹⁵ Flores, N. y col. (2001) Utilización de lodos residuales en la restauración de suelos contaminados con hidrocarburos. VI Congreso Nacional de Ciencias Ambientales, Pachuca; México.

del suelo para la descontaminación, acelerando el proceso mediante control del aporte de nutrientes, humedad y aireación.¹⁹⁶

Las tecnologías de restauración se clasifican en dos grandes grupos que se pueden apreciar en la siguiente tabla.

Tabla No. 9 Listado de técnicas tradicionales e innovadoras de Remediación.

Técnicas tradicionales o establecidas	Técnicas innovadoras
Incineración	Extracción de vapores del suelo
Mezclar, enterrar y cubrir	Aspersión de aire
Dispersión sobre el terreno	Desorción térmica
Solidificación	Deshalogenación química
Reuso y Reciclado	Enjuague del suelo in situ
	Extracción con solvente
	Lavado del suelo
	Medidas Fitocorrectivas
	Biorremediación

Fuente: Universidad Abierta Interamericana.

¹⁹⁶ CIPP. (1999) Regulación Ambiental de CUPET 01/95(Revisión 2). *Manejo de Residuales durante la perforación de pozos de petróleo en tierra (onshore)*, Habana, Cuba.

9.4 Análisis de Marco institucional y normativo en Colombia y su aplicación a los yacimientos no convencionales. Es aplicable, para esta situación o es necesario preparar un conjunto normativo especial ad hoc.

9.4.1 Sector de Hidrocarburos en Colombia Marco Institucional.

Estos son los principales organismos que manejan las políticas en el sector de hidrocarburos en Colombia y por ende tienen que ver en la política de Gestión Ambiental, fundamental para la mitigación de los posibles Impactos Ambientales que se puedan generar en torno a la exploración y explotación de yacimientos no convencionales.

9.4.1.1 Ministerio de Minas y Energía.

Es el encargado de formular de la política del sector (Decreto 70 de enero 17 de 2001). Sus principales funciones son:

- 1) Adoptar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales e hidrocarburos.
- 2) Propender que las actividades que desarrollen las empresas del sector minero energético garanticen el desarrollo sostenible de los recursos naturales.
- 3) Adoptar los planes de desarrollo del sector minero energético del país en concordancia con los planes generales de desarrollo y con la política macroeconómica del Gobierno Nacional.
- 4) Adoptar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias relacionadas con la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables.¹⁹⁷

¹⁹⁷ Decreto 70 de enero 17 de 2001, *por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía.*

Recuperado desde, <http://www.redjurista.com/Documents/d0070001.aspx>

9.4.1.2 Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Es el ente encargado de los contratos de asociación. (Decreto Ley 1760 de junio 26 de 2003). Dentro de sus principales funciones están.¹⁹⁸

- Administrar las áreas hidrocarburíferas de la Nación y asignarlas para su exploración y explotación, Evaluar el potencial hidrocarburífero del país.
- Administrar y celebrar los nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.
- Diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de las áreas hidrocarburíferas de la nación.
- Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental del sector.
- Administrar y preservar la información técnica existente y la que en el futuro se adquiera en el país.
- Convenir en los contratos los términos de los programas en beneficio de las comunidades en las áreas de influencia de los correspondientes contratos, los cuales serán adelantados por los contratistas.
- Recaudar las regalías y compensaciones monetarias que correspondan al Estado por la explotación de hidrocarburos, y girar a las entidades con derecho a ellas tales recursos.
- Adelantar las acciones necesarias para buscar el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos, derivados y productos.
- Fijar los volúmenes de producción de petróleo de concesión que los explotadores deben vender para la refinación interna.

¹⁹⁸ Decreto Ley 1760 de junio 26 de 2003, *Por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A.* Recuperado desde, http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/decreto_1760_2003.html

- Fijar el precio al cual se debe vender el petróleo crudo de concesión destinado a la refinación interna para el Procesamiento o utilización en el país, y el gas natural que se utilice efectivamente como materia prima en procesos industriales petroquímicos cuando sea del caso.

9.4.1.3 Ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo Territorial (MAVDT).

Es la entidad pública del orden nacional rectora en materia ambiental, vivienda, desarrollo territorial, agua potable y saneamiento básico que contribuye y promueve acciones orientadas al desarrollo sostenible, a través de la formulación, adopción e instrumentación técnica y normativa de políticas, bajo los principios de participación e integridad de la gestión pública. Fue creado en 1993 mediante la Ley 99.

La Constitución Política de Colombia (1991) determinó como función del Estado la planificación del manejo y aprovechamiento de recursos naturales para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución, así como prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados.

9.4.1.4 La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).

Creada mediante el Decreto 3573 de 2011, es la encargada de que los proyectos, obras o actividades sujetos de licenciamiento, permiso o trámite ambiental cumplan con la normativa ambiental, de tal manera que contribuyan al desarrollo sostenible ambiental del País, dentro de sus principales funciones se encuentran:¹⁹⁹

1. Otorgar o negar las licencias, permisos y trámites ambientales de competencia del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, de conformidad con la ley y los reglamentos.
2. Realizar el seguimiento de las licencias, permisos y trámites ambientales.
3. Administrar el Sistema de Licencias, Permisos y Trámites Ambientales -SILA-y Ventanilla Integral de Trámites Ambientales en Línea -VITAL.

¹⁹⁹ Decreto 3573 de 2011, *Por el cual se crea la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales –ANLA– y se dictan otras disposiciones*, Recuperado desde, http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/decreto_3573_2011.html

4. Velar porque se surtan los mecanismos de participación ciudadana de que trata la ley relativos a licencias, permisos y trámites ambientales.
5. Implementar estrategias dirigidas al cuidado, custodia y correcto manejo de la información de los expedientes de licencias, permisos y trámites ambientales.
6. Apoyar la elaboración de la reglamentación en materia ambiental.
7. Adelantar y culminar el procedimiento de investigación, preventivo y sancionatorio en materia ambiental. de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 1333 de 2009 o la norma que la modifique o sustituya.
8. Adelantar los cobros coactivos de las sumas que le sean adeudadas a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA-por todos los conceptos que procedan.
9. Ordenar la suspensión de los trabajos o actividades, en los casos en los que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible haga uso del ejercicio discrecional y selectivo sobre los asuntos asignados a las Corporaciones Autónomas Regionales.
10. Aprobar los actos administrativos de licencias ambientales para explotaciones mineras y de construcción de infraestructura vial y los permisos y concesiones de aprovechamiento forestal de que tratan los artículos 34, 35 Y 39 de la Ley 99 de 1993.
11. Dirimir los conflictos de competencia cuando el proyecto, obra o actividad sujeto a licencia o permiso ambiental se desarrolle en jurisdicción de dos o más autoridades ambientales.
12. Desarrollar la política de gestión de información requerida para el cumplimiento de su objeto.

Asumir la representación judicial y extrajudicial de la Nación en los asuntos de su competencia.

9.5.2 Sirve el Marco Normativo existente para afrontar estos nuevos desafíos Ambientales.

Desde el punto de vista ambiental, los principales retos de la producción de hidrocarburos a través de yacimientos no convencionales se centra en la protección de acuíferos profundos; el fracturamiento hidráulico y sus requerimientos de mayores volúmenes de agua; el tratamiento y la disposición de fluidos de retorno y la necesidad en el país de ampliar el conocimiento sobre aguas subterráneas.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia está facilitando la generación de lineamientos técnicos para la regulación de exploración y producción de yacimientos no convencionales (convenio Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS). Igualmente, ha desarrollado talleres, visitas de campo para aprender sobre actividades en otros países y realizado publicaciones que permiten dar más elementos de juicio a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales para decidir sobre su regulación.

En Colombia hasta ahora se ha desarrollado una sola normativa específica para Hidrocarburos no Convencionales, la cual es Reglamento de contratación para hidrocarburos no convencionales, puesta en vigencia a través del Acuerdo No. 3 de marzo 26 de 2014. Pero en este sentido aún queda mucho por hacer ya que resulta fundamental para cualquier orden de gobierno contar con un marco jurídico sólido, completo y actualizado para cumplir de manera eficaz y eficiente con las responsabilidades y funciones que de acuerdo con la ley le corresponden y que propicie que los individuos que integran la sociedad civil realicen sus actos en congruencia con ese marco.

Es por ello que resulta claramente necesario, realizar ajustes al marco regulatorio aplicable a la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales y a sus posibles impactos ambientales y medidas de remediación e indemnización. Esta debe estar enmarcada dentro del contexto anteriormente descrito, y sus especialidades, deberán ser acordes con los procesos de fortalecimiento de la gestión ambiental y modernización del marco jurídico ambiental.

Es importante tener en cuenta que, en todo trabajo de revisión y, más aun de producción de disposiciones jurídicas tendientes a regular un nuevo modelo de explotación y en consecuencia, velar por la preservación del medio ambiente, es indispensable tener en cuenta que tan eficientes y eficaces pueden llegar a ser dichas disposiciones. No me refiero meramente a en un entorno meramente jurídico u académico. También se trata de cómo lograr una aplicación efectiva y eficaz de la normatividad que regula este tema ambiental en específico. Esto quiere decir que significa que la idea es construir el Derecho de tal

forma que sus mandatos tengan congruencia con la realidad específica hacia la cual pretende dirigirse.

La mayoría de posibles problemas que pueden presentarse en cuanto al ámbito de aplicación de la ley están relacionados muchas veces con, una mala formulación e las normas jurídicas, desconociendo las situaciones o fenómenos que pretenden regular, así como los aspectos, económicos, científicos, sociales y tecnológicos que están involucrados dentro de la problemática determinada que estamos estudiando, es por ello que abordar un estudio para la posterior promulgación de un marco jurídico que regule la actividad de hidrocarburos no convencionales, de manera multidisciplinaria es la forma ideal para tener en cuenta todos los aspectos anteriormente mencionados.

En el tema que nos compete es evidente el insipiente desarrollo de la legislación ambiental, lo cual no permite que exista una regulación específica sobre ciertas conductas que se intenta regular. Para el tema de los Hidrocarburos no convencionales, la regulación aun es incompleta o insuficiente, existen normas que regulan problemas determinados en aspectos que comparte con la explotación convencional, pero no de manera suficiente. En el caso de la legislación ambiental Colombiana, existen muchos ejemplos de esto, como por ejemplo la regulación de las actividades altamente riesgosas o el tema de la generación, manejo y disposición final de residuos peligrosos o, incluso, la remediación de suelos contaminados por sustancias como, hidrocarburos.

Otro error muy común consiste en la dirección equivocada que la legislación ambiental ocupa para el tratamiento jurídico de muchos problemas ambientales. Es precisamente en este ítem en donde podemos ver en muchas ocasiones la falta de idoneidad entre lo que prescribe la ley, con las necesidades que deben tener en cuenta al momento de su expedición.

10. La Cuestión del Government Take.

Los Hidrocarburos son un recurso no renovable que nos proporciona la naturaleza, y que a lo largo de los años se han venido utilizando en las diferentes industrias a nivel mundial, es incuestionablemente uno de los pilares esenciales para el desarrollo y la evolución científico-tecnológica de los hombres.

En este sentido, es clara la importancia que tienen la bonanza petrolera y los ingresos extras provenientes de la renta petrolera, por eso es importante saber ¿qué es la renta petrolera?Cuál es su origen y en que nos beneficia.

Cuando hablamos sobre el Government Take o la renta petrolera, nos referimos a la diferencia que hay entre el precio de venta del petróleo y su costo de extracción. Es decir, la renta petrolera se define como las participaciones en las regalías, los impuestos, las transferencias y otros beneficios recibidos por los países como resultado de la explotación y la comercialización de petróleo y gas natural.²⁰⁰ En términos reales o potenciales, las rentas generadas por la producción de los hidrocarburos constituyen una parte esencial del producto interno bruto (PIB), del presupuesto y de los ingresos de divisas en muchos países en desarrollo, como lo es el caso de Colombia.

Así las cosas es importante entender esto desde la perspectiva de cada uno de los agentes que tienen que ver con la renta petrolera o se ven beneficiados de alguna u otra manera. Los Gobiernos han demostrado un gran interés en el recaudo de las ventas petroleras por la gran importancia económica que representa esta actividad y por los ingresos que resultan de la misma. Desde la óptica del inversionista lo más importante es que los impuestos deben permitirles obtener un rendimiento atractivo. Por su parte la Sociedad civil, lo que desea es, un sistema de Regalías que distribuya las rentas de manera justa entre los grupos sociales, el gobierno y el inversionista. Sumado a la protección del interés público en campos como el del medio ambiente.

Y la mejor manera de tener un sistema tributario de petróleo y gas eficaz y que responda a las necesidades anteriormente planteadas está en función de su diseño, los instrumentos empleados en la imposición tributaria y la administración del impuesto.²⁰¹

²⁰⁰ Banco Mundial y Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), (2002), *Resumen del documento del Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo (PNUD), Estudio comparativo sobre la distribución de la renta petrolera. Estudio de casos: Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú*, Recuperado desde, www.worldbank.org

²⁰¹ La distribución de la renta petrolera, (2004) *Comercio exterior*, vol. 54, núm. 7, Recuperado desde: <http://revistas.bancomext.gob.mx/rce/magazines/68/11/RCE11.pdf>



10.1 Formulación del sistema de impuestos.

Para la formulación de un eficaz sistema de impuestos es de vital importancia dejar claros los objetivos que dicho sistema debe cumplir y con los que será evaluado. Dentro de estos mencionaremos los más esenciales para incentivar la inversión sin dejar de lado los intereses del Estado y la Sociedad. En lo que se refiere a la Explotación de Hidrocarburos no convencionales:

Amplio rango de actividades: Este ítem, se refiere a que el sistema de impuestos debe estimular un amplio rango de actividades de exploración y producción de petróleo y gas, demostrando siempre que éstas son benéficas para la sociedad, con esto nos referimos, a que reporte ciertos beneficios antes de impuestos o retornos por encima de los costos asociados con ella, incluido un retorno adecuado sobre el capital y cualquier costo social o ambiental. No obstante, los inversionistas, basan sus decisiones en los rendimientos calculados después de impuestos. Si se busca una asignación de recursos socialmente deseable, el sistema fiscal, en su mayor extensión posible, debería asegurar que todos los proyectos con rendimientos positivos antes de impuestos los tengan también después de éstos. La mayor actividad petrolera producto de un sistema como el anteriormente enunciado podría no sólo ser atractiva por sí misma, sino también desde el punto de vista fiscal, pues serviría para aumentar la base impositiva.²⁰²

Lo razonable para el Estado: Los beneficios sobre el costo del proyecto antes de impuestos (incluido un retorno sobre el capital mínimo) que se requiere para atraer inversiones, esto es lo que comúnmente se denomina *renta económica*. Se suele aceptar que la mayor participación en las rentas del proyecto debería corresponder al dueño del recurso, por lo general el Estado, también en el caso Colombiano.

Lo apropiado cuando se examina la participación de éste en las ganancias depende de diversos puntos a considerar: la base de recursos en el país y su prospectiva, los riesgos del proyecto propuesto o los relativos al país incluido en este punto todas las cuestiones ambientales, la participación de otros estados productores de gas y petróleo, etc.

La forma correcta de expresar la participación del Estado es como un porcentaje de flujo de caja neto del *ciclo total* del proyecto, descontando el retorno mínimo requerido para el capital. En la práctica internacional, la participación del Estado en todo el ciclo del

²⁰² La distribución de la renta petrolera, (2004) *Comercio exterior*, vol. 54, núm. 7, Recuperado desde: <http://revistas.bancomext.gob.mx/rce/magazines/68/11/RCE11.pdf>

proyecto está en un rango de 45 a 50 por ciento en el extremo inferior y de 80 a 85 por ciento en el superior.²⁰³

Fiscalidad progresiva: La mayoría de los países intenta variar la participación gubernamental como una función progresiva de la renta o de la rentabilidad del proyecto. Cuando ello se consigue, se incrementan las ganancias gubernamentales sin que se atenúen los incentivos para explorar y producir.

En la práctica, sin embargo, ha sido difícil lograr una correlación positiva entre la participación del Estado y la ganancia de la empresa. Como resultado de los instrumentos elegidos, muchos sistemas de impuestos de petróleo y gas terminan siendo regresivos, es decir, aumentan en lugar de disminuir la participación del Estado en las ganancias cuando se reduce la rentabilidad del proyecto y por tanto limitan el rango de actividades de exploración y producción comercialmente viables.²⁰⁴

Restringir los costos: Los elevados costos de los proyectos reducen la renta o la ganancia disponible para el gobierno y el inversionista; en consecuencia, los sistemas de impuestos deben dar incentivos al inversionista para limitar costos. Las altas tasas de impuestos marginales, que resultan en bajos costos después de los impuestos, las definiciones imprecisas de los costos recuperables, las disposiciones para acelerar la recuperación de costos o la recuperación de un múltiplo de costos, si bien sirven a otros propósitos, hacen que se pierdan incentivos para controlar costos.²⁰⁵

Regularidad y estabilidad de las ganancias fiscales: Los gobiernos prefieren flujos de ganancias fiscales seguros y predecibles, lo cual afecta a los sistemas de impuestos. La mayoría de los gobiernos asigna un premio sobre ganancias impositivas rápidas para resolver los urgentes problemas presupuestarios o responder a promesas políticas. Por

²⁰³ Banco Mundial y Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), (2002), *Resumen del documento del Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo (PNUD), Estudio comparativo sobre la distribución de la renta petrolera. Estudio de casos: Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú*, Recuperado desde, www.worldbank.org

²⁰⁴ La distribución de la renta petrolera, (2004) Comercio exterior, vol. 54, núm. 7, Recuperado desde: <http://revistas.bancomext.gob.mx/rce/magazines/68/11/RCE11.pdf>www.bancomext.gob.mx/rce/magazines/68/11/RC E11.pdf

²⁰⁵ La distribución de la renta petrolera, (2004) Comercio exterior, vol. 54, núm. 7, Recuperado desde: <http://revistas.bancomext.gob.mx/rce/magazines/68/11/RCE11.pdf>www.bancomext.gob.mx/rce/magazines/68/11/RC E11.pdf

motivos de planeación fiscal es probable que se favorezcan los sistemas de impuestos que implican una estabilidad mínima.

Estas consideraciones son de mayor importancia en países con sectores petroleros pequeños o nuevos, en que las ganancias dependen sólo de unos cuantos proyectos. Cuando aquél es más grande y relativamente maduro, la mezcla de proyectos en varias etapas de desarrollo, con diferentes niveles de recaudación fiscal, tenderá a uniformar el flujo total de ganancias de impuestos.

División apropiada de los impuestos: El sistema de impuestos debe considerar una división apropiada, aceptable y estable de ingresos por impuestos entre los niveles del gobierno. El argumento más contundente a favor de ello es que muchos costos externos de explotación de estos recursos están localizados en solo algunas regiones e incluyen la degradación ambiental y la exigencia de infraestructura social y física de mayor calidad. La manera en que se distribuyen impuestos por ingresos depende de las políticas, y en particular de la naturaleza del Sistema de Organización Estatal del país.

En un último análisis, lo que importa a los inversionistas es que la repartición sea clara y que haya cooperación entre los niveles de gobierno para asegurar una estabilidad razonable del paquete total de impuestos que recaerá sobre cada proyecto.²⁰⁶

La competitividad internacional: El petróleo es un negocio global. Para establecer un régimen de impuestos en materia de petróleo y gas, el país tiene que tener en cuenta el probable efecto en la capacidad del sector nacional para competir por inversiones con otras naciones productoras. Aunque son muchos los factores que determinan la competitividad internacional del sector petrolero de un país, el régimen de impuestos es uno de los más importantes para el inversionista. Asimismo, los países con extrema incertidumbre económica y política tendrán que hacer mayores esfuerzos que los países productores de petróleo más estables.

²⁰⁶ La distribución de la renta petrolera, (2004) Comercio exterior, vol. 54, núm. 7, Recuperado desde: <http://revistas.bancomext.gob.mx/rce/magazines/68/11/RCE11.pdf> <http://revistas.bancomext.gob.mx/rce/magazines/68/11/RCE11.pdf>

10.2 Instrumentos de Impuestos

En materia de recaudación de la renta petrolera hay una amplia gama de instrumentos de impuestos. Sobresalen los basados en las ganancias, obtenidos de la diferencia entre ingresos y costos. Este sistema tiene como principal atributo que si muestra un retorno positivo antes de impuestos, tendrá uno positivo (aunque más pequeño) después de impuestos, mediante lo cual se satisface el objetivo central de alentar un amplio rango de actividades. Sin embargo, si la administración de impuestos es deficiente, el sistema impositivo sobre las ganancias puede ofrecer a los contribuyentes un ámbito considerable para la evasión por medio de la falsificación de resultados o la exageración de los costos.

Otros sistemas gravan el ingreso y la producción. Los primeros se expresan como un porcentaje del valor de la producción y los segundos como un cargo fijo por unidad producida. El principal argumento a favor de estos impuestos es la relativa simplicidad de su administración. Además, dan una ganancia rápida, pues se aplican desde el inicio de la producción y no se tiene que esperar hasta que el proyecto comience a generar ganancias.

Su desventaja principal es que son insensibles a la ganancia. Es posible que proyectos con rentabilidad positiva antes de impuestos no tengan retornos positivos después de impuestos o no perciban las variaciones en la ganancia. La formulación en cualquier sistema de impuestos es de vital importancia para una administración eficaz y eficiente, por lo que la estructura impositiva ha de mantenerse tan transparente y simple como sea posible sin perjudicar las otras metas del sistema impositivo. Se debe minimizar el incentivo para conducir las operaciones en función del impuesto, es decir, alterar el informe de costos o ingresos para reducir las obligaciones. La gestión se debe basar en datos disponibles y fácilmente supervisables; ha de ser estable y ajustarse a un amplio rango de circunstancias del proyecto, sin favorecer incentivos para evadir impuestos o permitir cambios en los mismos o excepciones. Los procedimientos administrativos también deben mantenerse transparentes y simples, con responsabilidades definidas con claridad.²⁰⁷

10.3 Manejo de las Rentas.

Hay graves problemas en el campo del manejo de las rentas recaudadas. A precios promedios del petróleo de 2006, las rentas anuales fueron alrededor de US\$58.127 millones de dólares en México, US\$45.446 mil millones de dólares en Venezuela, y de

²⁰⁷ Banco Mundial y Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), (2002), *Resumen del documento del Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo (PNUD), Estudio comparativo sobre la distribución de la renta petrolera. Estudio de casos: Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú*, Recuperado desde, www.worldbank.org

US\$ US\$29.706 millones de dólares cifras no sólo muy cuantiosas, sino que a menudo representan porcentajes muy altos del PIB, de los ingresos del gobierno y de las ganancias en divisas.²⁰⁸

Sin embargo, los países ricos en petróleo tienen tasas de crecimiento inferiores al promedio mundial. Los países pobres en recursos naturales han sobrepasado a los ricos en estos recursos en términos de tasas de crecimiento del PIB per cápita, en particular a los exportadores de petróleo

Esto se debe a que, hay datos que muestran que la riqueza del petróleo no sólo está inversamente relacionada con el crecimiento económico y el desarrollo, sino también con el buen manejo del gobierno en dos sentidos: desde el petróleo hacia el desgaste del buen manejo del gobierno y desde el pobre manejo de éste hacia el uso inapropiado de las rentas petroleras. Se responsabiliza a los gobiernos de cualquier falla en la obtención de beneficios que las rentas petroleras prometen; a la industria le preocupa prevenir errores en el proceso de evolución y de manejo del gobierno que pongan en riesgo sus operaciones y reputación, y la sociedad civil busca mayor igualdad social.²⁰⁹

10.3.1 Desestabilización cíclica.

Los descubrimientos, los precios del petróleo y los volúmenes resultantes de las rentas petroleras, son difíciles de predecir. Esto los convierte en agentes muy desestabilizadores de las economías por la volatilidad resultante de las ganancias en el presupuesto y, si éstos ingresan en el sistema bancario nacional, por su influencia en la expansión o contracción del crédito nacional. Atenuar estas repercusiones es otro objetivo importante del manejo de rentas.

²⁰⁸ Campodonico Humberto, (2006), *Renta Petrolera y Minera en Países Seleccionados de América Latina*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Recuperado desde, <http://www.cepal.org/publicaciones/xml/6/34616/lcw188e.pdf>

²⁰⁹ Banco Mundial y Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), (2002), *Resumen del documento del Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo (PNUD), Estudio comparativo sobre la distribución de la renta petrolera. Estudio de casos: Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú*, Recuperado desde, www.worldbank.org



10.3.2 La pérdida de competitividad.

El problema aquí es la llamada *enfermedad holandesa*, nombrada así por los problemas en los Países Bajos después del descubrimiento y la explotación de las vastas reservas de gas natural. El crecimiento rápido de las exportaciones petroleras conduce a una apreciación del tipo de cambio y eleva la presión sobre los costos y los precios de los artículos nacionales no comerciables, lo que disminuye su competitividad y perjudica la diversidad y el equilibrio económicos. La enfermedad holandesa ha causado perjuicios en las economías de la mayoría de los productores petroleros, en especial en los países en desarrollo. Prevenir o al menos mitigar sus efectos sigue siendo un enorme desafío.²¹⁰

10.4 La Actividad Petrolera en Colombia

Las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia tienen un sistema de participación mixto, esto es, intervienen tanto el Estado como la iniciativa privada. En 2000 la renta petrolera fue de 1 358 millones de dólares como se puede apreciar en la tabla que se muestra a continuación.

Tabla No. 10.

	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú	Promedio
Renta petrolera ¹	251.0	1 358.0	1 009.0	256.0	-
Gobierno central	53.5	32.1	62.1	49.2	49.25
Departamentos	21.2	27.3	1.4	25.9	18.91
Municipalidades	1.2	15.4	2.4	18.8	9.45
Fondos	23.1	22.1	3.3	-	12.13
Apoyo social	0.2	2.5	31.0	1.1	0.95
Otros	0.8	0.6	-	5.0	9.35
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.00

1. Millones de dólares.
Fuente: Organización Latinoamericana de Energía (OLADI).

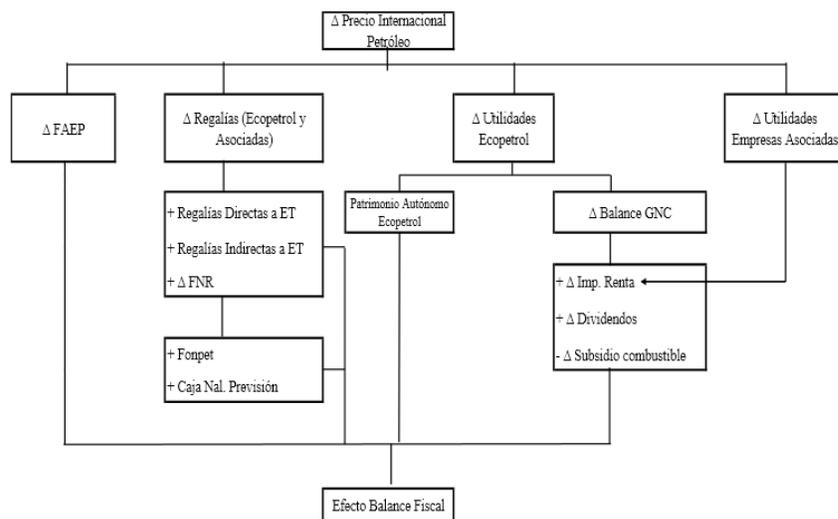
²¹⁰ La distribución de la renta petrolera, (2004) Comercio exterior, vol. 54, núm. 7, Recuperado desde: <http://revistas.bancomext.gob.mx/rce/magazines/68/11/RCE11.pdf> stas.bancomext.gob.mx/rce/magazines/68/11/RC_E11.pdf

En Colombia, los recursos generados por la actividad petrolera afectan en mayor o menor medida las finanzas de diferentes entidades públicas del orden nacional y territorial. Este tipo de recursos benefician principalmente a Ecopetrol, al GNC y a las entidades territoriales (ET) en donde se realiza la extracción de crudo. Así mismo, una proporción de la rentas del petróleo se acumula en el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP) y otra se transfiere al Fondo Nacional de Regalías (FNR) y al Fondo Nacional de Pensiones de las Entidades Territoriales (FONPET). Con estos recursos también se constituyó un patrimonio autónomo para atender el pasivo pensional de Ecopetrol, el cual se encuentra prácticamente fondeado.²¹¹

Ecopetrol formó parte de la contabilidad del consolidado del sector público no financiero hasta el año 2007. Desde el inicio de la presente década, el superávit fiscal de esta empresa permitió mitigar el desajuste observado en las finanzas del GNC. Los ingresos de Ecopetrol provienen en gran parte de la venta interna de gasolina y otros combustibles y derivados del petróleo y, en menor medida, de las exportaciones de crudo. Los egresos de esta empresa están representados por gastos operativos y de comercialización, por la compra de crudo y otras materias primas y por el pago de regalías a los gobiernos territoriales y otras entidades beneficiarias. Dentro de los gastos también se contabiliza el monto del impuesto de renta a cargo de la empresa y el valor de los dividendos que transfiere al GNC (desde 2008 también transfiere dividendos al sector privado).

²¹¹ Rincón Hernán, Lozano Ignacio, Ramos Jorge, (2008), *Borradores de Economía Banco de la Republica, Rentas petroleras, subsidios e impuestos a los combustibles en Colombia: ¿Qué ocurrió durante el choque reciente de precios?*, Recuperado desde, <http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/pdfs/borra541.pdf>

Grafica No. 45. Canales de Transmisión de las Rentas Petroleras.



Fuente: Banco de la Republica.

Por su parte, el GNC recauda los impuestos de renta, patrimonio y ventas que pagan Ecopetrol y las empresas petroleras que operan en el país. Así mismo, el GNC percibe el pago de los dividendos que gira anualmente Ecopetrol y recauda parte de los impuestos sobre el consumo de combustibles, como el IVA y el impuesto global a la gasolina y el ACPM, cuyo comportamiento se asocia a la actividad económica, a la política tributaria y al precio internacional del crudo.²¹²

Por otro lado, el GNC asume el subsidio a los combustibles. Hasta el año 2007, este subsidio era contabilizado tácitamente en Ecopetrol, al vender la gasolina y el ACPM a un precio inferior al de paridad internacional. Los dividendos pagados al gobierno correspondían entonces a un concepto neto del subsidio y no a la utilidad total de la empresa. Por razones de transparencia contable, a partir de 2008 el GNC asume de manera explícita el subsidio a través del Presupuesto General de la Nación y Ecopetrol realiza el pago total de los dividendos al gobierno y a los demás accionistas de la empresa. En los dos casos, y sin considerar la totalidad de los factores que determinan el precio final de los combustibles, la existencia del subsidio genera importantes costos fiscales.

Una mirada amplia al proceso de formación del precio de los combustibles y sus efectos micro y macroeconómicos debe considerar el hecho de que el consumo de gasolina y

²¹² El pago de dividendos al GNC se realiza sobre la base de que las utilidades de las empresas industriales y comerciales del Estado son propiedad de la Nación, según lo establece el Estatuto Orgánico del Presupuesto expedido en 1989. <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=5306>

ACPM también está afectado por una serie de impuestos que recaen sobre el consumidor final. Como se mencionó antes, el IVA y el denominado impuesto global a la gasolina y al ACPM son gravámenes nacionales sobre el consumo de combustibles. Además de estos impuestos, existe una sobretasa al consumo que se distribuye entre los departamentos, el distrito capital y los municipios del país.

Desde una perspectiva económica es necesario evaluar el efecto tanto de los subsidios como de los impuestos sobre el consumo y las finanzas del Estado. El desarrollo de este tipo de políticas, podría generar una situación en la cual el precio final de los combustibles contenga impuestos superiores al subsidio, haciendo que el consumidor sea un contribuyente neto o, al contrario, una situación en la que el consumidor sea un receptor neto de un subsidio.²¹³

En términos puramente fiscales se puede comparar el monto del subsidio y el valor del recaudo por impuestos al consumo de combustibles, para determinar el costo o beneficio neto que obtiene el Estado.

Desde el punto de vista de las entidades territoriales, las rentas provenientes de la actividad petrolera se originan a través del pago de regalías (municipios portuarios y departamentos y municipios productores) y en los recursos percibidos y ejecutados por el FNR. Los municipios no productores por cuya jurisdicción atraviesen oleoductos o gasoductos recaudan un impuesto de transporte cedido por la Nación. Sin asociación directa con la actividad petrolera, el distrito capital, los departamentos y los municipios recaudan una sobretasa sobre el consumo de gasolina y ACPM, la cual se ha convertido en una fuente importante de recursos.

De otro lado, con el fin de establecer un mecanismo de ahorro y estabilización macroeconómica, en el año 1995 se creó el FAEP, del cual hacen parte los departamentos y municipios productores, el FNR y, hasta el año 2007, Ecopetrol. El Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010, liberó a esta empresa de la obligación de ahorrar en el FAEP y además ordenó que los recursos ahorrados por Ecopetrol (US\$1750 millones) fueran transferidos a la Nación durante el periodo 2008 -2010.²¹⁴

²¹³ Rincón Hernán, Lozano Ignacio, Ramos Jorge, (2008), *Borradores de Economía Banco de la Republica, Rentas petroleras, subsidios e impuestos a los combustibles en Colombia: ¿Qué ocurrió durante el choque reciente de precios?*, Recuperado desde, <http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/pdfs/borra541.pdf>

²¹⁴ Rincón Hernán, Lozano Ignacio, Ramos Jorge, (2008), *Borradores de Economía Banco de la Republica, Rentas petroleras, subsidios e impuestos a los combustibles en Colombia: ¿Qué ocurrió durante el choque reciente de precios?*, Recuperado desde, <http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/pdfs/borra541.pdf>



Finalmente, el flujo de rentas derivado de la actividad petrolera permitió la creación del denominado “Patrimonio Autónomo de Ecopetrol”, el cual es un fondo administrado por varias fiduciarias que se constituyó para atender el pasivo pensional de la empresa. Este fondo fue creado en el año 2000 y desde entonces se han realizado una serie de aportes que, junto con los rendimientos financieros, han permitido conformar el ahorro necesario para cubrir los pasivos pensionales de la empresa. Es importante anotar que los recursos petroleros acumulados en este fondo evitan que las obligaciones pensionales de la empresa se conviertan en un pasivo en cabeza de la Nación. Así mismo, es necesario señalar que el 5% del valor total de las regalías y el 50% del FNR se transfieren al FONPET. En los últimos años el gobierno nacional también ha utilizado los recursos del FNR para financiar la Caja Nacional de Previsión.

Actualmente el gobierno a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos se encarga de En cumplimiento a la Ley 1530 de 2012, la ANH tiene dentro del ciclo de regalías, la función de determinar y ejecutar los procedimientos y plazos de liquidación de las regalías, señalar, mediante actos administrativos de carácter general, los términos y condiciones para la determinación de los precios base de liquidación de las regalías y compensaciones, recaudar las regalías y compensaciones liquidadas y pagadas en dinero o en especie, y transferir los recursos recaudados en cada periodo a la Cuenta Única del Sistema General de Regalías.²¹⁵

Adicionalmente, de acuerdo con las disposiciones transitorias de esta misma ley, la ANH continúa con la función de recaudo, distribución y giro de las regalías y compensaciones causadas antes de la entrada en vigencia del Sistema General de Regalías de acuerdo con la normativa vigente en ese momento, lo cual incluye la administración de los recursos de regalías de las entidades territoriales que se encuentren con medida de suspensión preventiva y correctiva, los giros y los reintegros del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP y el giro de los recursos correspondientes al margen de comercialización, entre otros.²¹⁶

²¹⁵ Ministerio de Minas y Energías, (2013), *Memorias al Congreso de la República. Hidrocarburo*, Recuperado desde: http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Memorias/Memorias_2013/5A-Regalias.pdf

²¹⁶ Ministerio de Minas y Energías, (2013), *Memorias al Congreso de la República. Hidrocarburo*, Recuperado desde, http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Memorias/Memorias_2014/02_MemoriasCongreso2013-2014_HIDROCARBUROS.pdf



El Sistema General de Regalías se compone de un conjunto de ingresos, asignaciones, órganos, procedimientos y regulaciones para el uso eficiente y la destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, en donde se tienen los siguientes objetivos principales:

- Crear condiciones de equidad en la distribución de los ingresos para generar ahorros para épocas en escasez.
- Distribuir los recursos hacia la población más pobre generando mayor equidad social.
- Promover el desarrollo y la competitividad regional.
- Incentivar proyectos minero energéticos (tanto para la pequeña y media industria y para la minería artesanal)
- Promover la integración de las entidades territoriales en proyectos comunes.
- Propiciar la inversión en la restauración social y económica de los territorios donde se desarrollen actividades de exploración y explotación.

Para el periodo de liquidación 2012 y primer trimestre de 2013 la siguiente tabla muestra el comportamiento del recaudo y las transferencias al Sistema General de Regalías por la explotación de Hidrocarburos en el país.

Tabla No. 11 Regalías por explotación de Hidrocarburos.

Periodo de Liquidación	Fecha transferencia S.G.R.	Recaudo Crudo	Recaudo Gas	Transferencia S.G.R
enero 2012	20 de marzo de 2012	681.599.023.074	55.625.555.569	737.224.578.643
febrero 2012	10 de abril de 2012	576.817.758.299	51.383.572.784	628.201.331.083
marzo 2012	17 de mayo de 2012	641.109.052.029	56.230.273.051	697.339.325.080
Ajuste I Trim y Abril 2012	26 de junio de 2012	862.467.374.313	66.874.562.116	929.341.936.429
mayo 2012	24 de julio de 2012	713.403.579.790	56.086.509.527	769.490.089.317

Periodo de Liquidación	Fecha transferencia S.G.R.	Recaudo Crudo	Recaudo Gas	Transferencia S.G.R
junio 2012	21 de agosto de 2012	683.885.951.529	55.131.334.871	739.017.286.400
Ajuste II Trim y Julio 2012	27 de septiembre de 2012	485.383.489.468	57.829.058.373	543.212.547.841
agosto 2012	17 de octubre de 2012	643.717.836.229	55.380.953.566	699.098.789.795
septiembre 2012	14 de noviembre de 2012	637.172.007.916	52.311.857.061	689.483.864.977
Ajuste III Trim y Octubre 2012	14 de diciembre de 2012	637.593.848.116	53.620.199.605	691.214.047.721
noviembre 2012 (1)	27 de diciembre de 2012	648.313.922.964	15.637.708.926	663.951.631.890
noviembre 2012	11 de enero de 2013		35.400.113.756	35.400.113.756
diciembre 2012	14 de febrero de 2013	671.071.256.819	54.964.046.772	726.035.303.591
Ajuste I y IV trim 2012	19 de marzo de 2013	18.400.548.266	7.472.767.864	25.873.316.130

SUBTOTAL TRANSFERENCIAS 2012		7.900.935.648.812	673.948.513.841	8.574.884.162.653
Provisional Enero 2013 (2)	19 de marzo de 2013	677.471.906.322	51.088.892.147	728.560.798.469
Provisional Febrero 2013 (3)	16 de abril de 2013	610.614.946.205	47.778.125.746	658.393.071.951
Provisional Marzo 2013 (4)	14 de mayo de 2013	690.672.025.172	50.197.306.369	740.869.331.541
SUBTOTAL TRANSFERENCIAS 2013		10.569.166.331.596	920.849.766.495	11.490.016.098.091
Total Recaudado y Transferido		18.470.101.980.408	1.594.798.280.336	20.064.900.260.744

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

En Colombia se modificó el Régimen de Regalías pasando de un porcentaje fijo de regalías del 20% a un sistema de regalías variables de acuerdo con el volumen de producidas variables de acuerdo con el volumen de producción.

Un aspecto importante a mencionar, dentro del tema del government take para la explotación de hidrocarburos no convencionales es, que mediante regalías reducidas se está buscando incentivar la inversión extranjera, así mismo se tiene planeada una modificación a la ley de regalías. Tema que será hablado en una reunión entre el Ministerio de Minas y Energía, el Departamento Nacional de Planeación y el Ministerio de Hacienda para de esta forma buscar estrategias para superar los ‘cuellos de botella’ que enfrenta el sector. El ministro de Minas y Energía, Amylkar Acosta Medina mencionó que los cambios propuestos al actual régimen de regalías buscan que al aumentar los ingresos de las regiones productoras, por concepto de los aportes de las regalías, haya una mejor

percepción de los aportes de la industria al país y, por tanto, menos oposición al desarrollo de actividades de exploración y producción.²¹⁷

La renta petrolera es un ingreso (cargado a la empresa petrolera pública, mientras fue empresa estatal, y a las empresas extranjeras asociadas) que tiene cero o bajo costo político doméstico, pues no grava el capital ni los ingresos de otras fuentes y actividades. Esta renta permite ejercer un gasto público más elevado que el que se derivaría de los impuestos y de la política fiscal astringente, característica de la macroeconomía colombiana. En principio, si no se dispara el consumo, con menores tasas de impuestos, habría mayor ahorro e inversión productiva. Se podría argumentar que las inversiones productivas podrían dirigirse a ampliar la capacidad de la producción nacional para penetrar los mercados mundiales de los bienes en los que ya ha demostrado capacidad competitiva y en nuevos productos en los cuales se hayan generado nuevas capacidades. Así, el peso de Colombia en el mercado mundial y en el de sus socios comerciales más consolidados crecería, o por lo menos no retrocedería.

²¹⁷ Revista Portafolio, (2014), *Economía, Gobierno lanzará tres salvavidas para producción petrolera*, Recuperado desde, <http://m.portafolio.co/economia/salvavidas-la-produccion-petrolera-colombia>



11. Conclusiones.

Recapitulando, como hemos visto a lo largo de este estudio, los hidrocarburos no convencionales no son una especie distinta a los hidrocarburos convencionales, pero debido a todas esas características intrínsecas para su explotación, se requiere armonizar ciertos factores vitales como lo han venido haciendo en Estados Unidos, entre los que podemos destacar dos de los que a mi parecer son los más importantes para poder aprovechar este recurso, que son por un lado contar con un entorno regulatorio bien estructurado que resulte favorable tanto a las empresas como a el estado y la sociedad en general. Y por otro lado está la investigación.

A lo largo de los últimos años el sector petrolero de Estados Unidos ha visto un aumento importante en sus reservas probadas de crudo y gas natural, todo esto gracias a los yacimientos hoy llamados genéricamente como no convencionales. La evolución en materia de tecnología y técnicas de exploración y producción de este tipo de recursos, se ha logrado añadir grandes volúmenes de hidrocarburos a los mercados, a precios competitivos. Parte de esta evolución en las técnicas de exploración y producción es gracias a la extracción de gas natural, condensados y aceites a partir de rocas de lutita, también llamadas arcillas, esquistos o *shale*. Todos estos procesos que continúan en evolución constante tanto científica, como tecnológica y de negocios, tanto en los campos de la petrofísica, biología, técnicas de producción y administración de empresas. A pesar de aun estarse trabajando en el tema y de su constante evolución, los hidrocarburos no convencionales han demostrado su gran contribución en los mercados de Estados Unidos ampliando la oferta, y en el caso del gas, disminuyendo los precios.

Teniendo en cuenta los distintos estudios y experiencias internacionales en el desarrollo de este tema el potencial como fuente energética es innegable, a pesar de que existe cierto grado de incertidumbre para cuantificarlo por la misma complejidad que resulta de sus métodos de explotación, de la fracturación en la roca. De los riesgos ambientales existen, tanto locales principalmente por la posible contaminación de aguas y sismicidad, como globales por el aumento de los gases de efecto invernadero; pero también hay que tener claro que si se hace un buen trabajo en cuanto a las etapas previas de evaluación de impacto ambiental y Estudio de impacto ambiental, estos pueden ser mitigados o reducidos hasta llegar a unos niveles similares a los de cualquier otra actividad industrial, todo esto como mencione anteriormente, contando con una la regulación adecuada, que en el caso colombiano aun es un tanto insipiente y no parece haberse definido aun, pero sobre la cual ya se está empezando a trabajar y profundizar.

En lo referente al *shale*, hay que tener claro que es un negocio que se administra de una forma diferente a lo que son las explotaciones convencionales de petróleo y gas. Para el tema de los no convencionales, la forma en la que se van a manejar los recursos necesita

de más coordinación, teniendo en cuenta la baja tasa de recuperación de hidrocarburos, así mismo, a la mayor velocidad con la que se llega al pico de producción y a las importantes caídas de forma prácticamente inmediata, en lo referente a la extracción. Observando estas particularidades se requiere perforar cientos de pozos solamente para determinar el área con recursos potenciales y saber a ciencia cierta si pueden generar los volúmenes y las utilidades esperadas para que justifique hacer una explotación masiva con miles de pozos. Dicho esto también hay que saber que el éxito de la perforación también varía, es por estas razones que a las explotaciones de shale también son conocidas como plays estadísticos, o en palabras simples, son áreas de miles de hectáreas en las que el promedio de éxitos para el número de pozos perforados es el que justifica el negocio.

Todo este surgimiento del shale, ha venido de la mano de un debate creciente sobre las posibles consecuencias ambientales que podrían resultar de la explotación de este tipo de recursos. Especialmente tienen que ver con: Los altos volúmenes de agua que son requeridos para fracturar la lutita, de los químicos que son inyectados para facilitar la fracturación y la migración del gas hacia el pozo, de las arenas finas que se deben agregar para poder mantener abiertas dichas fracturas, del posible riesgo de contaminar las napas freáticas, del peligro de que el gas migre hacia la superficie, de las fugas y emisiones de metano hacia la atmósfera, de la probabilidad de que se den algunos microsismos que se adjudican a esta forma de explotación y del daño a la superficie que pueden causar el movimiento de maquinaria, equipos e insumos, por mencionar algunos.

Pienso que resulta esencial seguir ahondando en el conocimiento del contexto de los yacimientos no convencionales y en el análisis de sus riesgos, tanto los conocidos como los potenciales o hipotéticos y para ello resulta imprescindible promover estudios rigurosos a través de los cuales se pueda adecuar, para este caso particular, la normativa contractual y ambiental aplicable a las explotaciones que se hagan por medio de la técnica de fractura hidráulica. Especialmente, habría que intentar homogeneizar la terminología y normativa jurídica a nivel regional, empezando por los países vecinos y también es importante tener en cuenta que sería conveniente regular distintos requisitos para los títulos mineros en función de la técnica de extracción, ya sea que esta sea convencional o no.

También es de gran importancia adoptar políticas Nacionales y Departamentales proactivas y ordenadas para facilitar el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales. Y si bien es cierto que prácticamente se necesita una nueva regulación, esta debería ir acompañada de una política energética interdisciplinaria de mediano y largo plazo, por lo que el rol de la Agencia Nacional de Hidrocarburos es vital, para ayudar a coordinar eficazmente, las políticas de exploración y desarrollo de reservorios de hidrocarburos convencionales y no convencionales, haciendo una distinción entre los mismos. En materia Regulatoria, resulta

necesario adecuar y coordinar aspectos específicos de la regulación ambiental existente por ejemplo en lo que al uso de agua o productos químicos para la producción de hidrocarburos se refiere. Y conjuntamente a estos esfuerzos también sería necesario complementar estas políticas y legislación con unas iniciativas de promoción para el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales.

La regulación ha estado en constante evolución a medida que han surgido todas las inquietudes a estos posibles impactos que se pueden dar. Como consecuencia en algunos países o estados se ha llegado a imponer moratorias para este tipo de explotaciones, mientras que en otros casos los negocios han dado frutos y se han fortalecido hasta llegar al punto de fomentar un gran crecimiento económico junto con la creación de empleos y progreso social. Las empresas del sector están procurando avanzar utilizando tecnologías de bajo impacto ambiental y al mismo tiempo mejorar la productividad. En este proceso una gran cantidad de empresas que se especializan en el shale gas han ido prosperando, en contraste a otras que se han endeudado al punto de tener que desaparecer. Dentro de esta creciente efervescencia de negocios el número de actores económicos se ha incrementado, así como los conocimientos, las tecnologías, las normativas y las protestas, todo esto creciendo de manera armónica con el desarrollo del shale.

Todos los estudios que se han dado en materia internacional han mostrado que existen muchos otros países con un gran potencial de recursos no convencionales en sus territorios como es el caso de Colombia. No obstante, hoy por hoy pareciera que en Los Estados Unidos se ha contado tanto con un entorno o una geología adecuada para llegar a resultados rentables. Por ello, sería apresurado decir que los hidrocarburos no convencionales son la fuente para un combustible económico y abundante para el desarrollo a nivel internacional. Para llegar a este punto es menester que en cada país encontremos esa fórmula armonica de explotación, negocios y respeto por el medio ambiente que torne viable y rentable la explotación de no convencionales.

Teniendo en cuenta toda la movilización de actividades de soporte que involucra el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales, resulta necesario anticiparse a los posibles requerimientos logísticos, teniendo en cuenta la cantidad de equipos de perforación, camiones, bombas, medidores de caudales y presiones, que deberían estar disponibles para una producción a gran escala, y de acuerdo a lo anterior poner en marcha políticas nacionales en pro de la fabricación en el país de aquellos insumos que sean considerados como críticos para su desarrollo. Adicionalmente, tenemos que tener en cuenta que ciertas partes tienen que ser importadas y contemplar el desarrollo de ciertos equipos por la industria nacional, ya que si tenemos en cuenta la escala de producción involucrada no sería viable ni posible cubrir todos los requerimientos futuros solo con fabricación local. Esto a su vez nos permitiría no sólo contar con los elementos necesarios

para la explotación y producción de hidrocarburos no convencionales, sino también ayudaría a desarrollar empleo y tecnología en el país. Y a futuro, si se realizaran a tiempo las inversiones necesarias, podrían abrirse oportunidades de exportación de ingeniería y servicios colombianos, con eventuales impactos favorables a nivel industrial.

En relación con lo anterior, las políticas a trazar para el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales también deben promover el desarrollo de tecnología y recursos humanos nacionales, que estén capacitados para enfrentar un desafío de esta envergadura. Un desafío como este requerirá del financiamiento de investigaciones en institutos, academias y universidades del país. En este sentido, sería necesario propender por una progresiva integración entre lo que es, la actividad empresarial y la actividad académica, tal como se ha venido haciendo en el sector energético en Brasil. Cabe destacar que de no lograrse afrontar en forma armónica estos desafíos a nivel tecnológico, científico y en preparar los recursos humanos necesarios, cualquier iniciativa de desarrollo de hidrocarburos no convencionales, contaría con escasas posibilidades de éxito a mediano y largo plazo.

La humanidad se encuentra nuevamente ante una encrucijada entre el desarrollo económico a corto plazo y unos efectos y costos que se verán a largo plazo. Y es importante para tomar esta decisión, contar con una información completa y fehaciente por medio de la cual estimar los riesgos y considerar las externalidades. En este sentido una de las primeras tareas de los reguladores tendría que ser, por consiguiente, conocer a fondo las particularidades de la técnica del *fracking*, tanto sus ventajas como sus inconvenientes, y medir el beneficio global que tendría sobre la sociedad.

Como mencione anteriormente, Estos hidrocarburos han estado por miles de años en el subsuelo, y por ende su explotación no es una oportunidad que vaya a desaparecer, sino por el contrario, con el paso del tiempo también se puede mejorar las técnicas de extracción, disminuir costes y cuantificar los riesgos, con base a una mayor experiencia internacional. En este sentido, por tanto, es aconsejable, no tomar posiciones en uno u otro sentido, regulando o explotando sin conocer todos los detalles, o con demasiada premura, y con falta de firmeza, ya que este tipo de decisiones como lo hemos visto, tienen amplias consecuencias en la sociedad y para las generaciones futuras