Riesgos de la explotación de los Hidrocarburos No Convencionales en América Latina y el Caribe

olade
Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-americaine d'Energie
Organização Latino-Americana de Energia

Foreign Affairs, Trade and Development Canada

Affaires étrangères, Commerce et Développement Canada

Riesgos de la explotación de los Hidrocarburos No Convencionales en América Latina y el Caribe

olade
Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-americaine d'Energie
Organização Latino-Americana de Energia

Secretario Ejecutivo
Fernando César Ferreira

Director de Estudios y Proyectos
Jorge Asturias

Coordinadora de Hidrocarburos
Martha Ligia Vides Lozano

Los Autores de este documento son:

Fabio García
Especialista OLADE
Marcela Reinoso
Consultora OLADE
Juan Felipe Neira
Energy Charter
Ana Lucia Correa
Consultora

Copyright © Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) 2015.

Todos los derechos reservados.

Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones arriba mencionadas.

Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición (EIA, s.f.) de que se cite la fuente.

Contacto

OLADE

Avenida Mariscal Antonio José de Sucre N58 - 63 y Fernández Salvador,

Edificio OLADE - Sector San Carlos Quito - Ecuador

Tel : (593 - 2) 2531 - 672 / 2293 - 527 / 2598 - 122

siee@olade.org

Tabla de Contenido

INTRODUCCIÓN 4

1. La matriz energética regional 5
1.1. Productores de hidrocarburos en América Latina y el Caribe 6
1.2. Reservas probadas de hidrocarburos convencionales en América Latina y el Caribe 7
1.3. Exportadores netos de hidrocarburos en América Latina y el Caribe 7
1.4. Índice de autarquía de hidrocarburos 8
1.5. Estructura del consumo final de energía en América Latina y el Caribe 9
1.6. Evolución y tendencias de la demanda de gas natural en América Latina y el Caribe 10

2. Recursos No Convencionales 12
2.1. Breve Descripción de los hidrocarburos no convencionales 12
2.1.1. Gas Metano de Carbón (GMC) 12
2.1.2. Gas de Esquisto (Shale Gas) 13
2.1.3. Petróleo de Oil Shale (Shale Oil) 14
2.1.4. Gas y Petróleo de Carbón 14
2.1.5. Petróleo y Gas de Arenas Bituminosas (Tar Sands) 14
2.2. Localización de los yacimientos no convencionales en la región 14
2.2.1. Estimación de los recursos no convencionales 18
2.2.2. Incertidumbre en la estimación de reservas no convencionales 19
2.2.3. No Convencionales en Latinoamérica 20

3. Revisión técnica de la extracción de los hidrocarburos no convencionales para petróleo y gas de esquisto 22
3.1. Introducción 22
3.2. Perforación 22
3.2.1. Aspectos Técnicos 22
3.2.2. Riesgos asociados a los procesos de perforación 24
3.3. Fase de estimulación – Fractura Hidráulica 25
3.3.1. Aspectos Técnicos 27
3.3.2. Recolección de datos, análisis y monitoreo del procedimiento de fractura 28
3.4. Producción 29
3.4.1. Aspectos Técnicos 29
3.4.2. Riesgos asociados a la producción 30
3.5. Abandono 30
3.5.1. Aspectos Técnicos 30
3.5.2. Riesgos asociados a la fase de abandono 30

4. Regulación de los hidrocarburos no convencionales como vía de mitigación de los riesgos de su extracción 31
4.1. Introducción 31
4.2. Principales riesgos identificados en la industria de los hidrocarburos no convencionales 32
4.2.1. Riesgos asociados a la fase de perforación y estimulación 32
4.2.2. Riesgos asociados a la fase de producción 37
4.3. Desarrollos regulatorios en la región 39
4.3.1. Argentina 39
4.3.2. Colombia 40
4.4. Retos regulatorios para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales en la región 42

5. CONCLUSIONES 44

Referencias 45

Introducción

Actualmente, el tema sobre la utilización o no de la técnica para la extracción de gas o petróleo mediante fractura hidráulica (fracking) en la exploración y explotación de los hidrocarburos no convencionales ha generado un debate entre los técnicos y los ambientalistas, en torno a los pros y contras de una tecnología que ya ha sido implementada por los Estados Unidos, y que se ha autorizado en algunos países de América Latina y el Caribe.

Por lo anterior, el objetivo de este artículo es realizar una descripción técnica de la extracción de los hidrocarburos No Convencionales y los riesgos que trae en cada una de las etapas para su exploración y explotación, así como el tratamiento que se le ha dado a través de legislaciones expedidas por algunos países que han decidido apostar por su desarrollo.

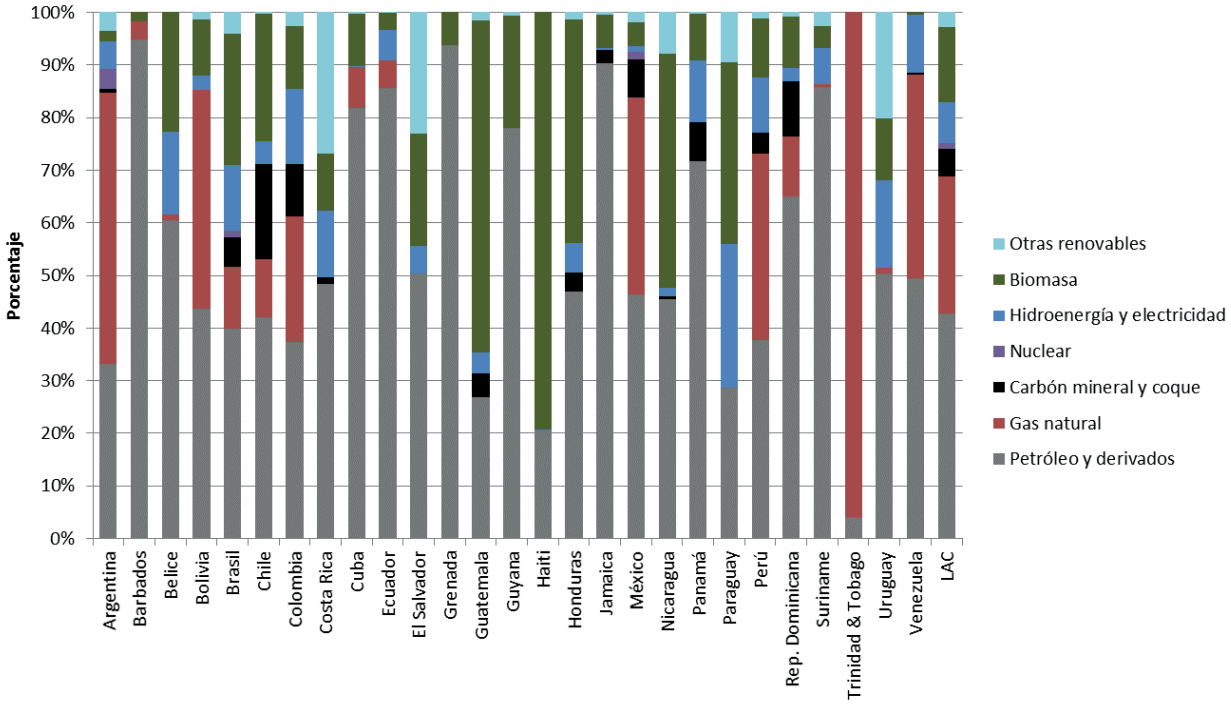
El documento se divide en cuatro capítulos. El primer capítulo hace referencia a una breve descripción de la matriz energética de los países de América Latina y el Caribe. El segundo capítulo define que son los hidrocarburos no convencionales, las diferentes clases de estos recursos y la localización de los mismos. El tercero describe como se realiza la exploración de los hidrocarburos no convencionales y los riesgos que se presentan en cada una de las etapas. El cuarto capítulo hace un análisis de como la regulación puede mitigar los riesgos técnicos que se presentan y por último, las conclusiones.

La matriz energética regional 1

La canasta energética de los países de América Latina y el Caribe, salvo pocas excepciones, es predominantemente dependiente de los hidrocarburos (petróleo, gas natural y sus derivados), sobresaliendo el petróleo crudo y sus derivados en la mayoría de los casos.

El gas natural por su parte, tiene una participación importante en países como Argentina, Bolivia, México, Perú, Trinidad y Tobago y Venezuela; siendo Trinidad y Tobago y Argentina los países mayormente gasificados de América Latina y el Caribe con más del 50% de participación de esta fuente en su matriz energética.

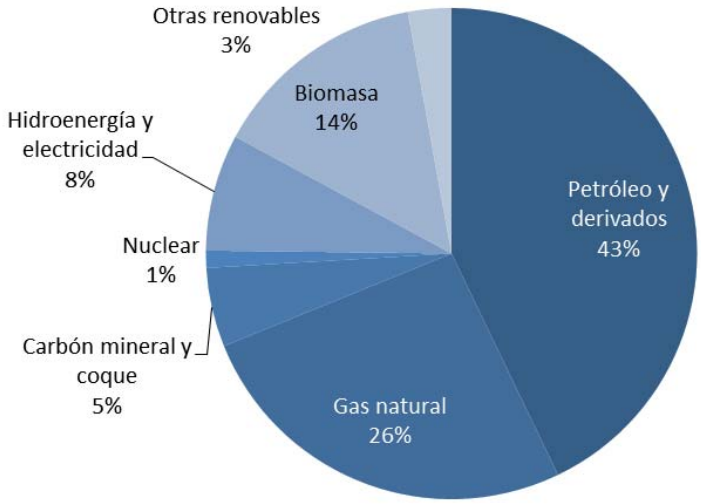
Figura No. 1 Oferta total de energía de los países de América Latina y el Caribe- Año 2013



Fuente: SIEE-OLADE, 2015

América Latina y el Caribe posee cerca del 70% de participación de hidrocarburos en su matriz energética con un 26% de participación de gas natural lo que puede considerarse un valor alto en comparación al dato mundial (21%) y al de los países OCDE (22%) (Energy Outlook, IEA, 2010). Como se puede observar en la figura No. 2, la fracción restante está compuesta mayoritariamente por fuentes de energía renovable (23%), complementándose con carbón mineral y energía nuclear.

Figura No. 2 Matriz energética de América Latina y el Caribe

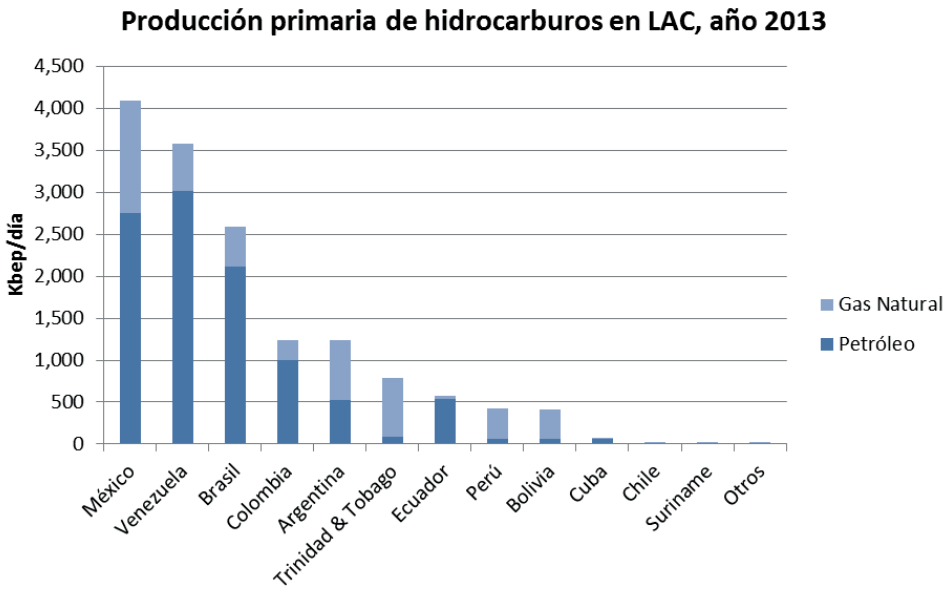


Fuente: SIEE-OLADE, 2015

1.1. Productores de hidrocarburos en América Latina y el Caribe

En América Latina y el Caribe existen 15 países productores primarios de hidrocarburos, donde se pueden distinguir 3 grupos: el de los grandes productores integrado por México, Venezuela y Brasil, que abarcan en conjunto el 68% de la producción regional, el de medianos productores que incluye a Colombia, Argentina, Trinidad y Tobago, Ecuador, Perú y Bolivia; con el 31% de participación en el total regional; y el de pequeños productores formado por Cuba, Chile, Suriname, Guatemala, Belice y Barbados, con solamente el 1% de contribución al total regional.

Figura No. 3 Producción primaria de hidrocarburos en América Latina y el Caribe



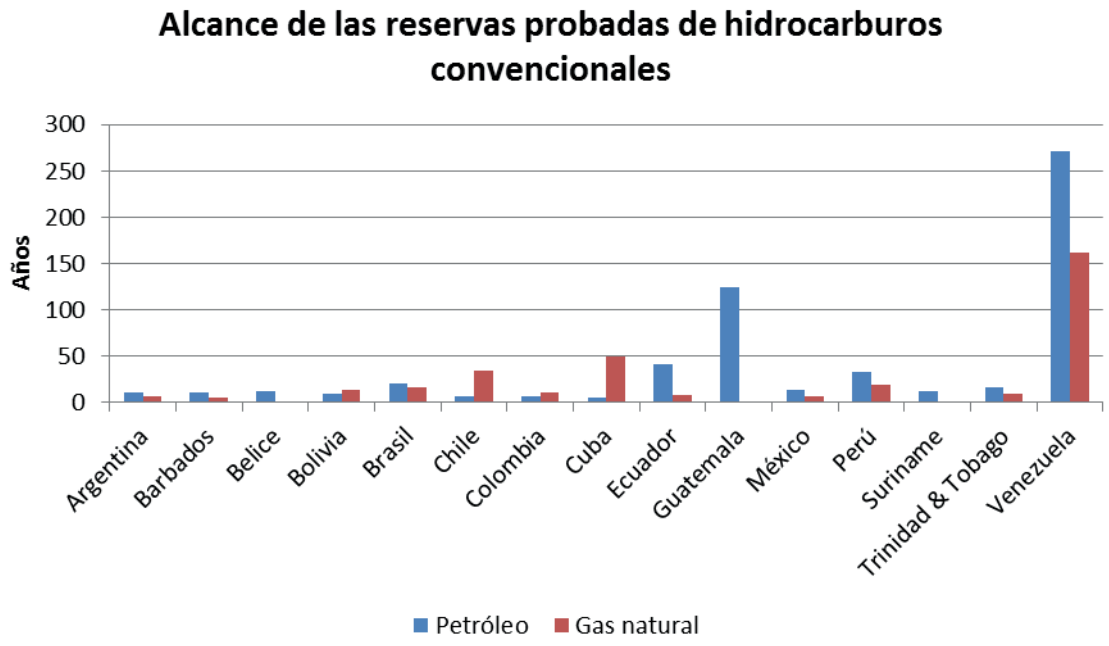
Fuente: SIEE-OLADE, 2015

1.2. Reservas probadas de hidrocarburos convencionales en América Latina y el Caribe

América Latina y el Caribe, cuenta al año 2013 con reservas probadas de hidrocarburos convencionales de alrededor de 400,000 Mbep[1], de las cuales un 86% corresponden a petróleo crudo y el 14 % a gas natural. A su vez el 87% del total regional de reservas de petróleo crudo se encuentran localizadas en Venezuela, país con las mayores reservas probadas de petróleo crudo del mundo (298,353 Mbbl[2]). En el caso de gas natural, Venezuela se destaca con una participación del 60% de las reservas probadas a nivel regional.

Al relacionar las reservas probadas de hidrocarburos con los niveles de producción del año 2013, se observa (Figura No. 4) que para la mayoría de países de América Latina y el Caribe, el horizonte de alcance de dichas reservas no superan los 20 años, lo que constituye un motivo de preocupación para países netamente exportadores de hidrocarburos donde este rubro representa un alto componente de los ingresos fiscales, como son Bolivia, Colombia, México y Trinidad y Tobago.

Figura No. 4 Alcance de las reservas probadas de hidrocarburos en América Latina y el Caribe



Fuente: SIEE-OLADE, 2015

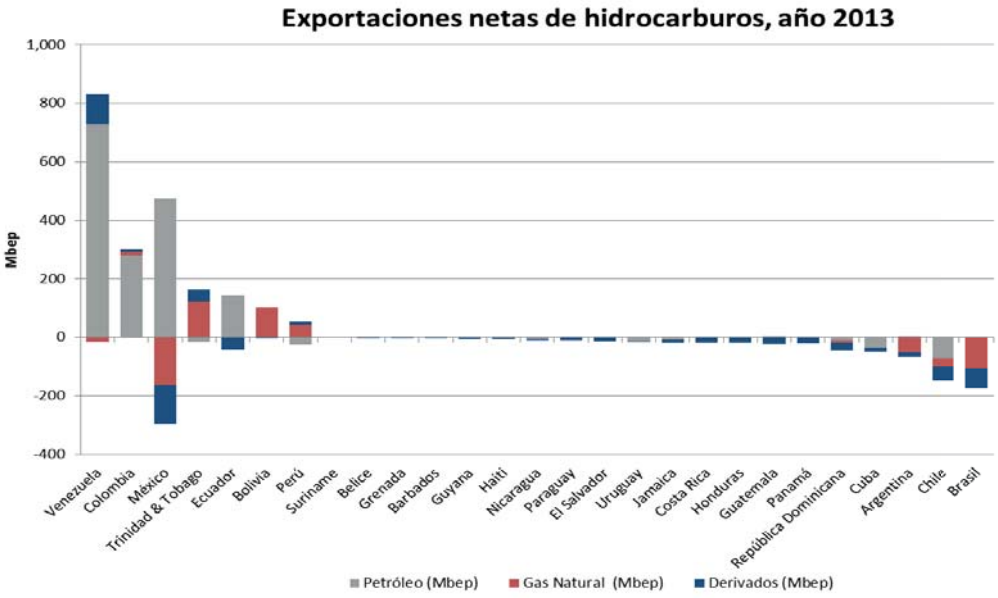
1.3. Exportadores netos de hidrocarburos en América Latina y el Caribe

En América Latina y el Caribe, existen pocos países exportadores netos de hidrocarburos, como se puede observar en la figura No. 5, este grupo de países se restringe a Venezuela, Colombia, México, Trinidad y Tobago, Ecuador, Bolivia y Perú; el resto de los 27 países miembros de OLADE son importadores netos de hidrocarburos, incluyendo importantes productores de petróleo y gas como Argentina y Brasil. Dados los grandes volúmenes de exportación neta, América Latina y el Caribe se podría considerar como una región netamente exportadora de hidrocarburos.

1 Millones de barriles equivalentes de petróleo

2 Millón de barriles

Figura No. 5 Exportaciones netas de hidrocarburos en América Latina y el Caribe

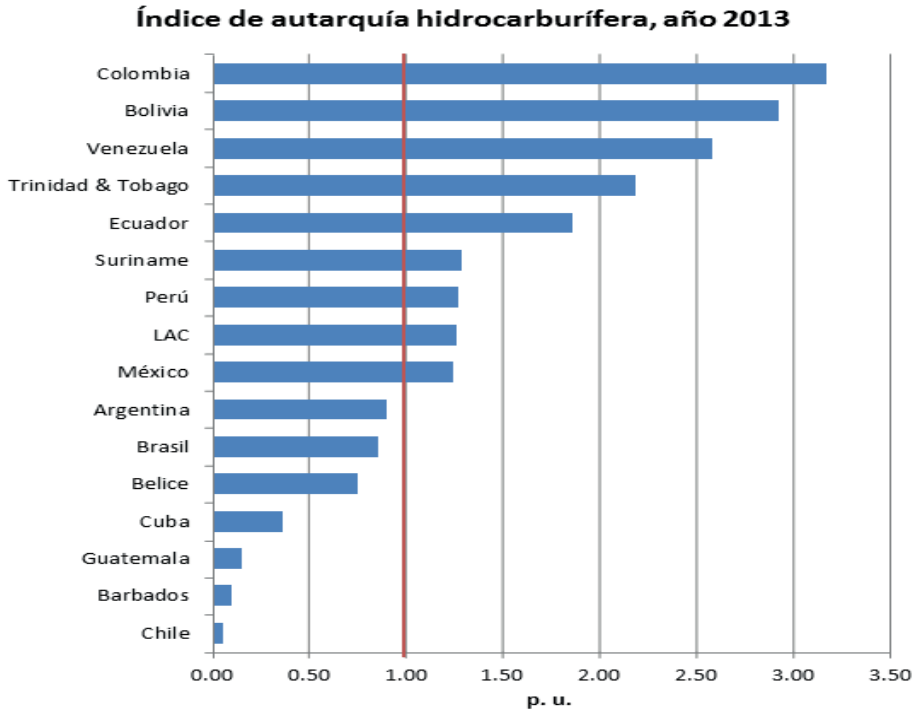


Fuente: SIEE-OLADE, 2015

1.4. Índice de autarquía de hidrocarburos

Relacionando la producción primaria de hidrocarburos con la oferta total de estas fuentes, se puede analizar el grado de suficiencia o autoabastecimiento que tienen los países productores en el área de hidrocarburos. Los países donde esta relación es superior a la unidad, se consideran países autárquicos o autosuficientes, en caso contrario son países dependientes de importaciones para abastecer la demanda interna. Como se observa en la figura No. 6, la mayoría de los países productores de hidrocarburos son autárquicos y exportadores netos de este tipo de fuentes de energía.

Figura No. 6. Índice de autarquía (por unidad) hidrocarburífera en América Latina y el Caribe

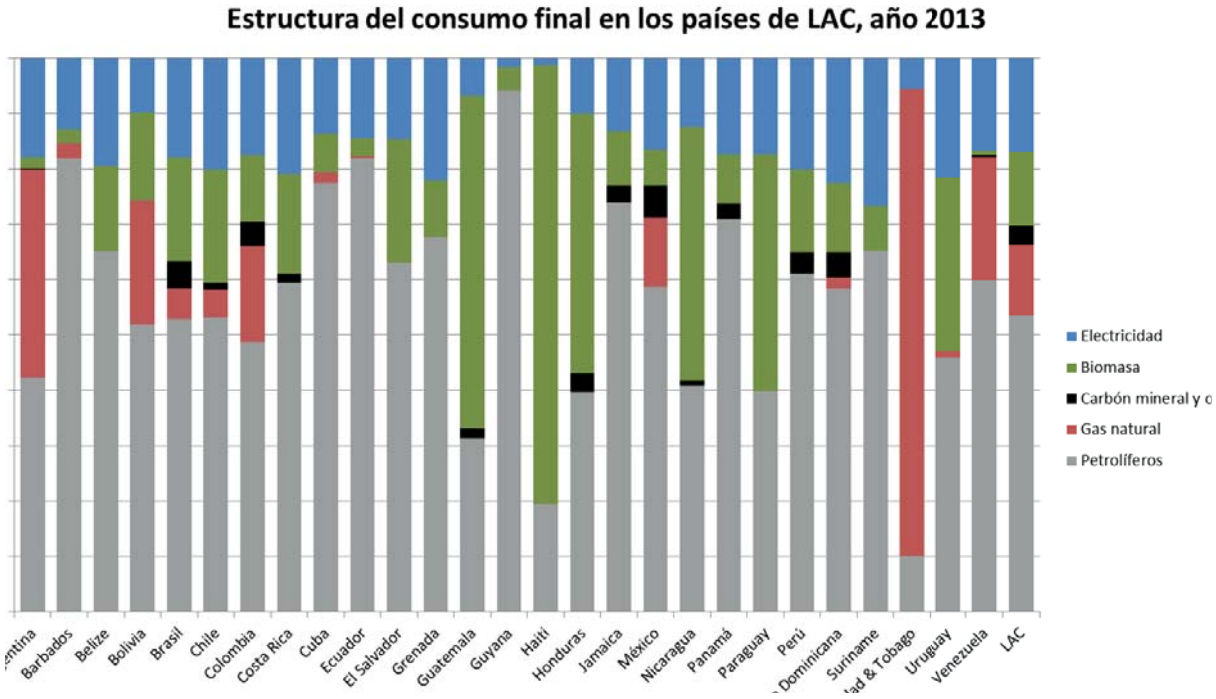


Fuente: SIEE-OLADE, 2015

1.5. Estructura del consumo final de energía en América Latina y el Caribe

El uso de productos petrolíferos, especialmente en el sector transporte, determina una participación predominante de este tipo de fuentes en la matriz de consumo final de la mayoría de los países de la Región, siendo excepciones a la regla países con alto consumo de leña y biomasa tradicional como Guatemala, Haití, Honduras, Nicaragua y Paraguay; y países altamente gasificados como Argentina y Trinidad y Tobago.

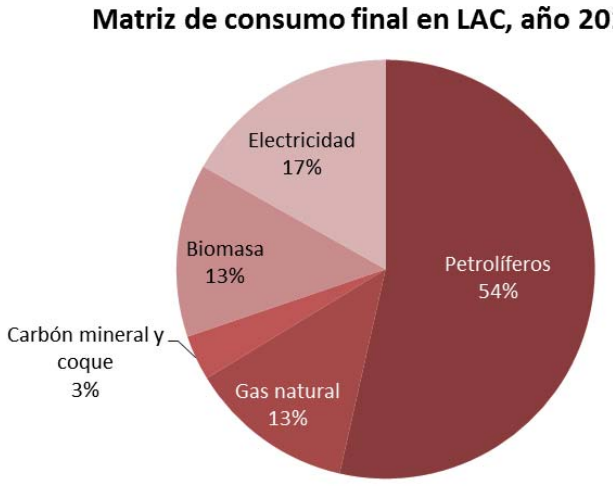
Figura No. 7. Estructura del consumo final en los países de América Latina y el Caribe



Fuente: SIEE-OLADE, 2015

Como se puede observar en la figura No. 7, son pocos los países de América Latina y el Caribe que hacen uso del gas natural para la generación de electricidad. En la matriz de consumo final regional, el gas natural participa con el 13%, y su uso se destina en el sector industrial.

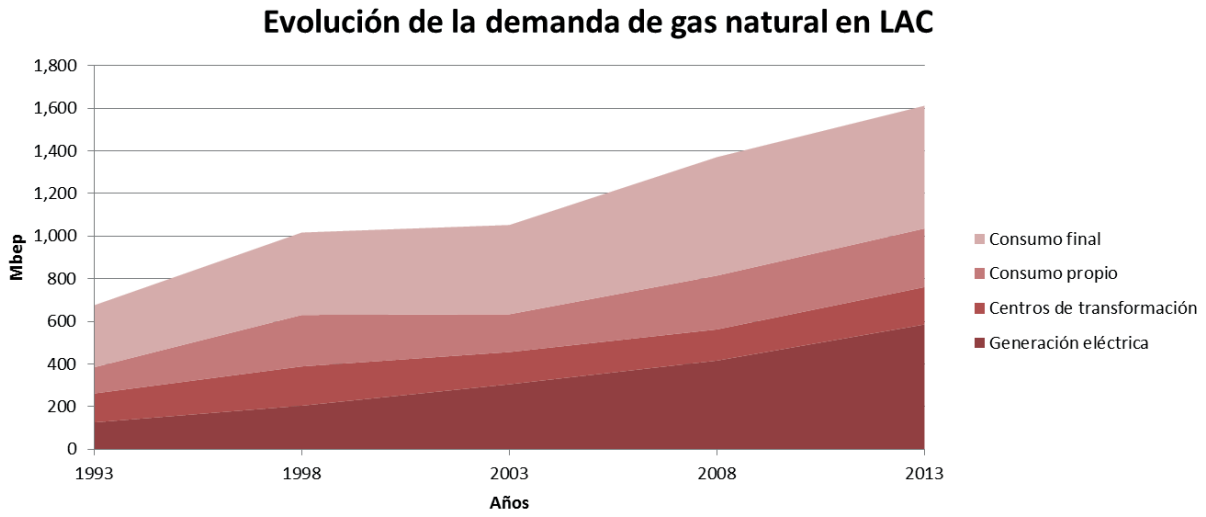
Figura No. 8. Estructura del consumo final en América Latina y el Caribe



Fuente: SIEE-OLADE, 2015

1.6. Evolución y tendencias de la demanda de gas natural en América Latina y el Caribe

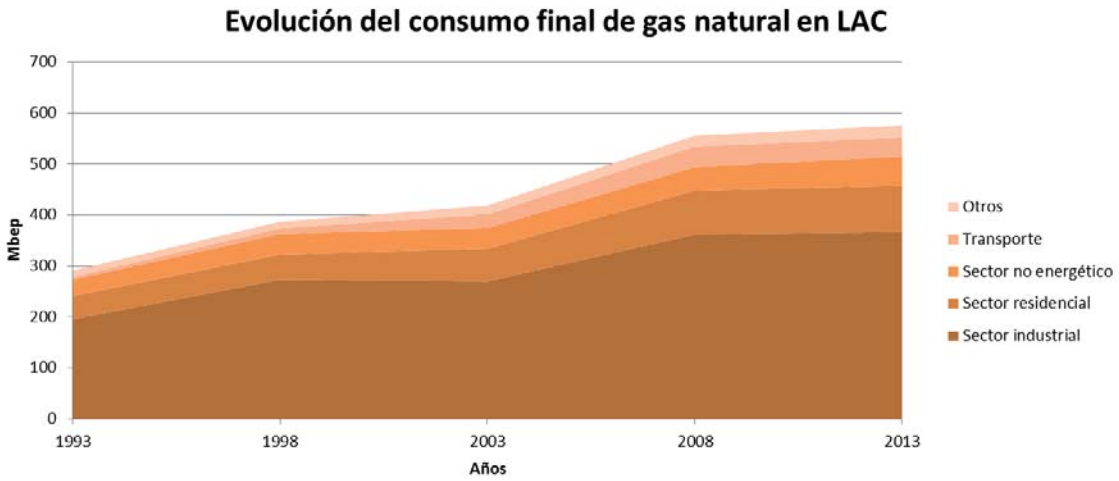
Figura No. 9. Evolución de la demanda de gas natural en América Latina y el Caribe



Fuente: SIEE-OLADE, 2015

Si se analizan los últimos 20 años, respecto a la demanda de gas natural en la región, se puede observar que el tipo de aprovechamiento que más se ha desarrollado en ese período es el correspondiente a la generación de electricidad, pasando de una participación del 19% en el año 1993 a un 36% en el año 2013, mientras que el consumo final ha disminuido de un 43% al 36% en el mismo período. La razón de este crecimiento en el uso del gas natural como insumo en la generación eléctrica, se debe principalmente al desarrollo de diseños ultra eficientes y compactos de turbinas de gas, a la promoción global de esta fuente fósil como relativamente limpia y a su precio más competitivo respecto a los derivados de petróleo.

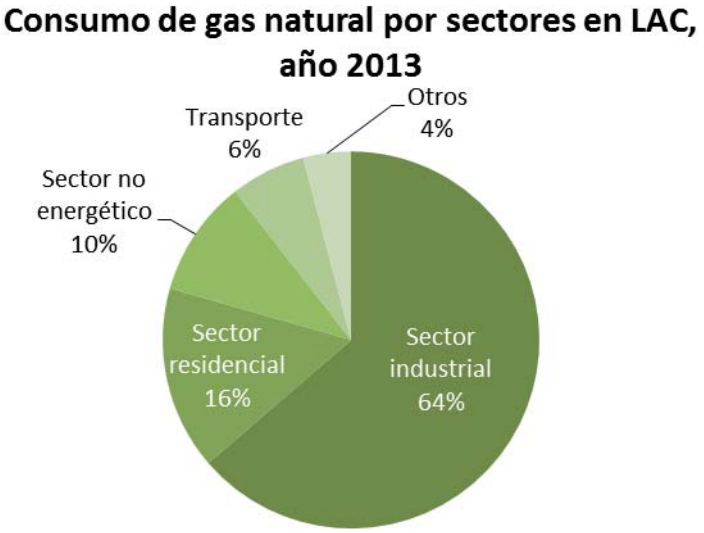
Figura No. 10. Evolución del consumo final de gas natural en América Latina y el Caribe



Fuente: SIEE-OLADE, 2015

Como ya se mencionó dentro de los sectores de consumo final, el sector industrial es el que ha mantenido la mayor participación en el uso de gas natural con un 64% en el año 2013. Sin embargo el sector de mayor crecimiento en el uso de esta fuente en los últimos 20 años es el sector transporte que ha incrementado su participación desde un 1.7% en el año 1993 a un 6% en el año 2013, gracias a la tecnología de gas natural comprimido.

Figura No. 11 Estructura sectorial del consumo final de gas natural en América Latina y el Caribe



Fuente: SIEE-OLADE, 2015

2 Recursos No Convencionales

2.1. Breve Descripción de los hidrocarburos no convencionales

No Convencional es un término que abarca la producción de hidrocarburos que no converge con los criterios utilizados para definir la explotación convencional[3]. El recurso calificado como no convencional en cualquier momento, es una compleja e interactiva función de las características propias del recurso, de la tecnología para la exploración y producción disponible, del entorno económico vigente, y de la escala, frecuencia y duración de la producción (magnitud del recurso). Las percepciones sobre estos factores cambian de manera inevitable en el tiempo. (EIA, Glossary - U.S. Energy Information Administration (EIA), s.f.)

2.1.1. Gas Metano de Carbón (GMC)

También conocido como gas metano de mantos carboníferos o CBM (*Coal-Bed Methane*).

A diferencia de los yacimientos de arenisca u otro de gas convencional, las vetas del carbón son la roca generadora, la trampa y el reservorio para el metano, que se encuentra adsorbido en la matriz en estado casi líquido. El movimiento del gas en el carbón está dominado por difusión en la matriz y por la Ley de Darcy en las fracturas. Las fracturas contienen agua en condición inicial y algunas veces gas libre. La presión del reservorio decrece debido a la producción de agua, lo cual provoca la desorción del metano en la interfase matriz/fractura. Este gradiente de concentración en la matriz provoca la difusión del metano hacia las fracturas, donde una vez alcanzado una saturación crítica, empieza a fluir hacia el pozo.

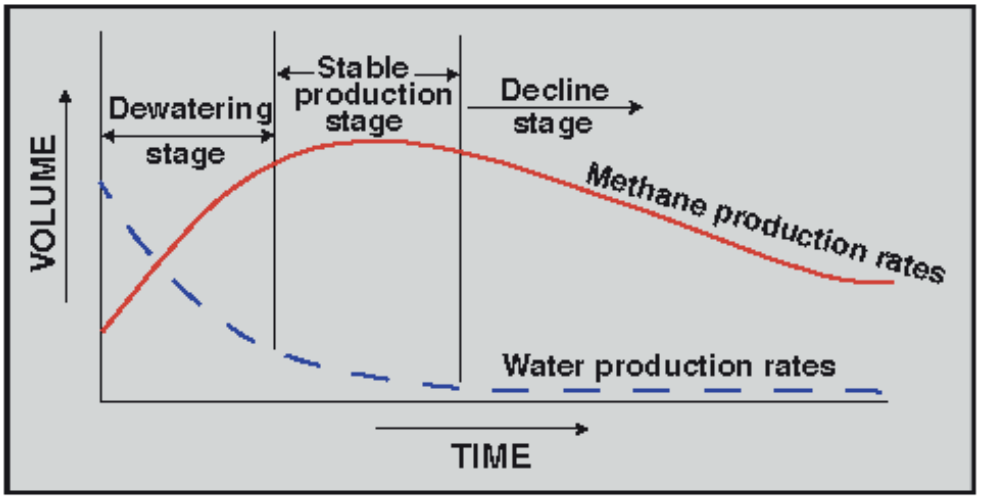
Un pozo de gas CBM produce muy poco o casi nada de gas al inicio, pero las tasas de producción de agua son de moderadas a altas. Dependiendo de la permeabilidad, la producción de agua variará de unos pocos barriles por día a miles de barriles por día. Los pozos producirán agua por algunos meses, incluso años, antes de producir volúmenes significativos de gas. Si la distribución de pozos es tal que permite una adecuada interferencia y estos no están conectados a un acuífero fuerte, la producción de agua decrecerá en el tiempo hasta alcanzar un mínimo, a partir del cual permanecerá constante a lo largo de la explotación.

La producción de gas se incrementará hasta alcanzar un pico. Puede ser que la influencia de los pozos vecinos o las características mismas del reservorio, hagan que se produzca en una meseta o que se observe una declinación temprana. El incremento de producción suele ocurrir en una rampa de entre 3 y 5 años o más, y los pozos pueden producir cerca del pico por varios años antes de observar la declinación. No es lo común pero se ha observado tasas de producción altas de gas al inicio y relativamente baja producción de agua en reservorios con gas saturado y sin soporte de un acuífero activo. La explotación de este tipo de recurso requiere la perforación de pozos de varios pozos, ya que la interferencia ayuda a “desaguar” el reservorio más rápidamente y a alcanzar el pico de producción de gas mucho más rápido que con pozos de mayor espaciamiento. El agua que se produce debe ser reinyectada.

Estudios de simulación numérica para varias cuencas indican que los pozos de CBM pueden producir entre 20 y 40 años, como ocurre con la producción de la cuenca San Juan (suroeste de Estados Unidos entre los estados de Nuevo México, Colorado, Arizona y Utah).

3 Recurso Convencional: Petróleo y gas natural que se producen a través de un pozo perforado en una formación geológica en la cual, las características de la formación y el fluido, permiten que el petróleo y el gas natural fluyan fácilmente hacia el pozo.

Figura No. 12: Producción típica de un pozo de Gas CBM



Fuente: "CBM Production Curve" by US Geological Survey - http://pubs.usgs.gov/fs/fs123-00/fs123-00.pdf. Licensed under Public Domain via Wikimedia Commons http://commons.wikimedia.org/wiki/File:CBM_Production_Curve.png#/media/File:CBM_Production_Curve.png

La recuperación mejorada se realiza a través de la inyección de dióxido de carbono o nitrógeno. El carbón adsorbe el CO_2 y se desprende del metano, incrementando la producción de manera considerable. Sin embargo, con el tiempo, el carbón se hincha, disminuyendo la permeabilidad.

La inyección de nitrógeno reduce presión parcial del metano, causando la desorción desde el carbón, más rápidamente que por efectos de la producción de agua, resultando en una aceleración de la producción.

2.1.2. Gas de Esquisto (*Shale Gas*)[4]

El término *Gas Shale* se refiere a la roca sedimentaria o esquisto. El término *Shale Gas* se refiere al gas contenido en la roca sedimentaria o esquisto.

Este gas se encuentra adsorbido en el constituyente orgánico. La producción se logra reduciendo la presión del reservorio y se maximiza a través de la fractura hidráulica (*fracking*) que permite acceder y conectar el pozo con las microfracturas naturales del reservorio.

Como ocurre en los yacimientos de metano CBM, las fracturas naturales están generalmente llenas de agua, por lo cual se requiere de levantamiento artificial para extraerla y bajar la presión del reservorio para lograr la desorción del gas y su producción.

Las reservas dependen de la eficiencia de la completación, de la presión del reservorio, de la eficiencia en la producción del agua para "desaguar" el yacimiento y, del espaciamiento de los pozos. La recuperación promedio está en el 40% del gas original en sitio. La producción típica de un pozo de gas de esquisto inicia con altas tasas de agua por al menos un año, luego declina a medida que aumenta la producción de gas, que puede mantenerse constante por al menos un año para empezar a declinar a razón de 6% al año, como ocurre con los pozos en la cuenca de Michigan. Generalmente exhiben una declinación tipo exponencial.

4 Society of Petroleum Engineers, 2001

2.1.3. Petróleo de Oil Shale (*Shale Oil*)

El término *Oil Shale* se refiere a la roca sedimentaria o esquisto (pizarra o lutíta bituminosa).

El término *Shale Oil* se refiere al kerógeno contenido en la roca sedimentaria o esquisto.

El kerógeno es insoluble en solventes orgánicos comunes debido a su alto peso molecular. La porción soluble es conoce como bitumen. A temperaturas altas (ventana de petróleo entre 60° y 120°C; ventana de gas entre 120° y 150°C) el kerógeno desprende petróleo y gas (hidrocarburos fósiles). Si estos esquistos conteniendo kerógeno no alcanzaron altas temperaturas, se tiene los yacimientos de oil shale.

El petróleo de esquisto o *Shale Oil* es un hidrocarburo sintético producido de fragmentos de la roca de esquisto, a través de procesos de pirolisis, hidrogenación o disolución térmica. El petróleo sintético puede utilizarse como combustible o ser sometido a un proceso de *upgrading* para alcanzar los estándares de ingreso a refinería.

El término shale oil es utilizado tanto para hablar de petróleo proveniente de yacimientos de baja permeabilidad como de aquellos de esquisto. Para evitar la confusión entre petróleo producido de esquisto y el petróleo producido de lutítas petrolíferas o areníscas de muy baja permeabilidad, la IEA (*International Energy Agency*) recomienda el uso del término "*Light Tight Oil*" o "T*ight oil*" para referirse a estos últimos.

La producción de formaciones de *Tight Oil* requiere de la misma técnica de *fracking* y perforación horizontal utilizada en el *shale Gas*.

No se debe confundir el *Oil Shale* (esquisto), que es rico en kerógeno o shale oil y que debe someterse a pirolisis y *upgrading*, con el petróleo proveniente de areniscas de baja permeabilidad o *Tight Oil* que se extrae con pozos horizontales y fracking.

2.1.4. Gas y Petróleo de Carbón

Se refiere al petróleo y gas sintéticos que se extraen con los procesos in-situ (ISCP by Shell) de yacimientos de *oil shale*. El procedimiento consiste en calentar el yacimiento para provocar la pirolisis en el sitio y una vez producido el hidrocarburo, puede utilizarse o someterse a un *upgrading*, para ser enviado a la refinería. Este petróleo sintético también se obtiene usando procesos de minería.

2.1.5. Petróleo y Gas de Arenas Bituminosas (*Tar Sands*)

Son areniscas poco o parcialmente consolidadas que contienen una mezcla de arena, arcilla y agua, saturadas en un hidrocarburo altamente viscoso (bitumen), informalmente denominado *tar* (alquitrán). Este recurso no convencional se obtiene a través de operaciones de minería o con procesos in– situ.

Diferentes organizaciones manejan diferentes categorías de recursos no convencionales en función de la disponibilidad del recurso en su territorio. Así, en Canadá, la CNUR (*Canadian Society for Unconventional Resources*), considera no convencionales al *shale Gas*, *Tight Gas*, Gas Natural de Carbón, *Tight Oil* y *Gas Hydrates*.

2.2. Localización de los yacimientos no convencionales en la región

Según un estudio encargado por la *Agencia de Información Energética de Estados Unidos* (EIA) y elaborado por *Advanced Resources International* (*ARI*), América Latina sería rica en gas de esquisto. El estudio de *ARI* presenta indicadores preliminares de la localización de las principales cuencas en potencia de gas de esquisto sometidas a examen. La situación excepcional del hemisferio occidental es evidente (aunque la mayoría de las cuencas todavía están por explorar), al igual que lo son las de Argentina, México, Brasil y Paraguay en el marco de América Latina.

Tabla No.1: Países con las mayores reservas técnicamente recuperables de Shale Oil y Shale Gas.

Ranking	País	Shale Oil (Billones de Barriles)
1	Rusia	75
2	Estados Unidos	58
3	China	32
4	Argentina	27
5	Libia	26
6	Australia	18
7	Venezuela	13
8	México	13
9	Paquistán	9
10	Canadá	9
Total Mundial		345

Ranking	País	*Shale Gas* (TCF)	Gas Natural no shale (TCF) en 2014
1	China	1,115	155
2	Argentina	802	13
3	Argelia	707	159
4	Estados Unidos	665	338
5	Canadá	573	67
6	México	545	17
7	Australia	437	43
8	Sudáfrica	390	NA
9	Rusia	285	1,688
10	Brasil	245	16
Total Mundial		7,299	

Fuente: EIA, Mayo 2013. Los datos del Gas Natural corresponden al 2014 y se citan para entender la magnitud del recurso Shale Gas.

Tabla No.2: Reservas probadas de gas natural convencional en América en el 2014 y 2015.

Reservas probadas de Gas Natural en TCF	2014	2015
Canadá	66.721	71.794
México	17.075	16.549
Estados Unidos	338.264	NA
Argentina	13.377	11.142
Barbados	0.005	0.005
Bolivia	9.94	9.94
Brasil	16.223	16.216
Chile	3.46	3.46
Colombia	7.008	6.409
Cuba	2.5	2.5
Ecuador	0.212	0.212
Perú	15.376	15.047
Trinidad y Tobago	13.11	12.24
Venezuela	196.411	197.087

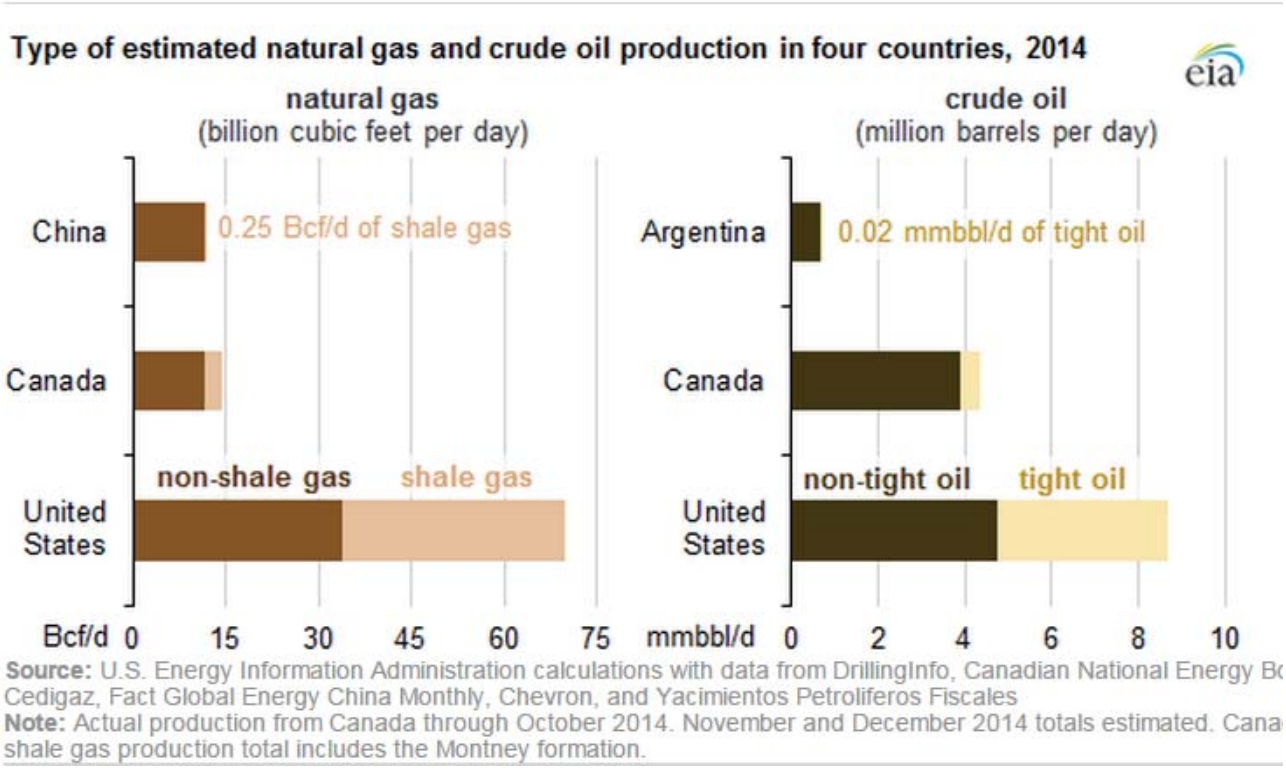
Fuente: EIA, 2015.

Venezuela, con 197 billones de pies cúbicos (tcf) de gas convencional probado, ocupa el segundo puesto en el hemisferio occidental después de Estados Unidos, y el octavo del mundo. Ningún otro país de Latinoamérica posee reservas importantes de gas convencional.

En lo que se refiere al gas de esquisto, el panorama es diferente: Argentina dispone de 802 tcf de gas, superando a Venezuela y situándolo en segundo. México ocupa el tercer lugar en reservas y Brasil tiene potencial para convertirse en protagonista y probablemente inclinará los mercados del petróleo cuando los campos presalinos empiecen a producir. Se estima que en Chile las reservas de gas de esquisto sean abundantes. Paraguay, cuya demanda interna es mínima, también podría producir cantidades significativas de gas.

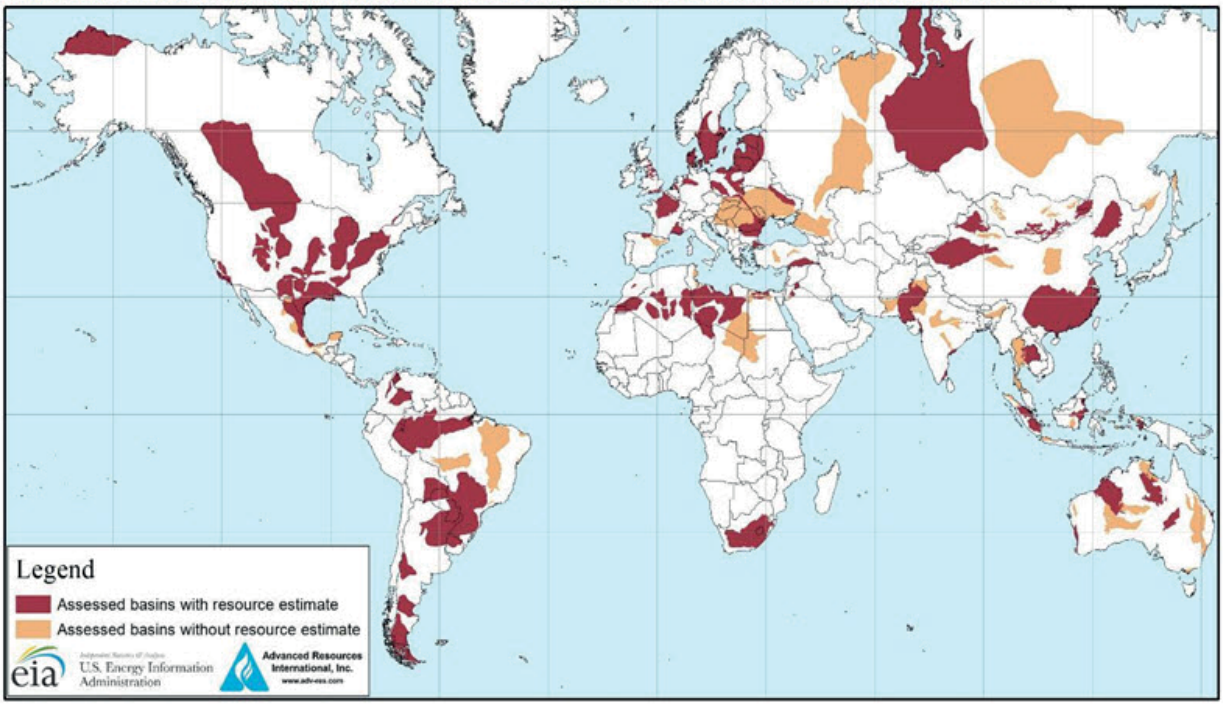
Sin embargo, mientras no se emprendan exploraciones significativas, seguirá sin conocerse el potencial de gas de esquisto. Incluso en EE UU, donde hace años que están en marcha la exploración y producción de este recurso, los cálculos de las reservas se han revisado a la baja: en 2012, los cálculos de la EIA acerca de las reservas de gas natural se rebajaron de 827 a 482 tcf, y en la cuenca *Marcellus Shale*, la EIA ha corregido la estimación reduciendo las reservas en un 66%, de 410 tcf a 141. En Europa, Exxon ha recomendado precaución con las expectativas de una "revolución" del gas de esquisto después de perforar dos pozos en Polonia donde no se ha encontrado gas viable comercialmente. La empresa ha declarado que es probable que no haya producción a cinco años vista. (*David Mares, 2014*)

Figura No.13 Producción de *Shale Gas* y *Tight Oil*



Fuente: EIA, http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=19991, Febrero, 2015.

Figura No. 14 Mapa principales yacimientos de shale oil y *shale gas* actualizado a mayo de 2013



Source: United States basins from U.S. Energy Information Administration and United States Geological Survey; other basins from ARI based on data from various published studies.

Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA), 2013

En lo que respecta a la producción comercial de no convencionales, tan sólo en Estados Unidos, Canadá, China y Argentina se producen comercialmente petróleo de reservorios de baja permeabilidad (*Tight Oil*) y gas de esquistos (*Shale Oil*). Canadá y Estados Unidos son los únicos países que producen de ambos recursos. China produce *Shale Gas* y Argentina pequeños volúmenes de *Tight Oil*.

Si bien se ha utilizado la fracturación hidráulica en Australia y Rusia para producir gas natural y petróleo, la producción no viene de reservorios de *shale* de baja permeabilidad.

Resulta interesante que la producción de *Shale Gas* y *Tight Oil* se incrementó en el 2014 en todos estos cuatro países, a un ritmo mucho más rápido que la producción de convencionales:

- El crecimiento de la producción de *Shale Gas* en Estados Unidos ocurrió en la cuenca de los Apalaches, en la formación Marcellus (*Marcellus Shale*). En esta región, la producción de gas seco se ha triplicado desde 4.8 Bcf/d[5] en el 2011 a 14.6 Bcf/d en el 2014. Una buena parte de la producción de petróleo (*Tight Oil*) es de la formación Eagle Ford de la cuenca *Western Gulf*, y de la formación *Bakken Shale* de la cuenca *Williston*. En esta última la producción pasó a 1.1 millones de bbl/d[6] en el 2014, más de 2.5 veces la producción promedio en el 2011 (0.4 millones de bbl/d).
- En Canadá, las principales cuencas de *Tight Oil* (0.4 millones de bbl/d) están en *Alberta y Saskatchewan*. Parte del gas proviene de la cuenca *Montney* (producción total es 3.9 Bcf/d).
- En China la producción reportada de *shale gas* proviene de la cuenca de *Sichuan*, con 0.163 Bcf/d.
- En Argentina, la producción de *Tight Oil* proviene de la formación *Vaca Muerta* en la cuenca *Neuquina*. YPF en asociación con Chevron, producen 20,000 bbl/d del yacimiento *Loma Campana*.

5 Abreviatura de mil millones (109) de pies cúbicos. Unidad usada para medir grandes cantidades de gas, aproximadamente igual a 1 billón (1012) BTU

6 Barriles por día

Existen notables esfuerzos de exploración en Argelia, Australia, Colombia México y Rusia.

Se sabe que el desarrollo comercial del *shale*, como el que se ha observado en Estados Unidos, requiere de perforar muchos pozos en una sola formación. La infraestructura y la logística necesarias para soportar el nivel de actividad de la producción y comercialización aún no son viables en países fuera de Estados Unidos, Canadá y China y por extensión en Argentina. (EIA, febrero 2015).

2.2.1. Estimación de los recursos no convencionales

En el 2010 entraron en vigencia las nuevas reglas para reportar reservas emitidas por la SEC (*United States Securities and Exchange Commission*), donde las principales novedades se refieren a aceptar los volúmenes de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales como reservas.

De acuerdo con Dr. W. J. Lee (2009), los puntos siguientes impactan en la forma en que se venían manejando los recursos no convencionales:

1. Para los cálculos de reservas se utilizará un precio promedio anual, que se calculará usando los precios del primer día de cada mes del año fiscal, en reemplazo del precio del último día del año, dato que era utilizado antes de estas nuevas regulaciones.
2. La denominación de No Convencional será aplicada a las actividades de producción de petróleo y gas proveniente de recursos no tradicionales. Los volúmenes extraídos serán cuantificados como reservas de petróleo y gas, en reemplazo de previas regulaciones que dictaban calificarlas como reservas mineras. Este tipo de actividades no convencionales incluye la producción de bitumen, esquistos, carbón, hidratos de gas y otros recursos no renovables de los cuales puede extraerse petróleo o gas.
3. Es optativo para las compañías reportar reservas en las categorías Probable y Posible.
4. Tecnología sin especificar, incluyendo tecnología propietaria, que haya demostrado certeza razonable en aplicaciones podrá reemplazar pruebas o controles específicos en pozos, como base para establecer la “certeza razonable” en la estimación de reservas probadas.
5. El criterio de “certeza razonable” para la estimación de reservas probadas no desarrolladas reemplazará el criterio de “certeza”, de esta manera se alinea el criterio para reservas probadas no desarrolladas con aquel para las reservas probadas desarrolladas.
6. La regla que establece el límite de “un espaciamiento de pozo” (one offset) para las reservas probadas no desarrolladas se remueve y reemplaza con el criterio de certeza razonable.

El impacto de estas regulaciones sobre los recursos no convencionales se resume así:

1. Antes de estas regulaciones, los volúmenes de hidrocarburo extraídos de recursos no convencionales no eran considerados como reserva ya que estas actividades no estaban catalogadas como actividades de producción de petróleo y gas. Con el cambio en la denominación de las actividades en recursos no convencionales a actividades de producción de petróleo y gas, estos hidrocarburos se consideran reserva.
2. Gas metano de carbón (GMC) o Gas Metano de mantos carboníferos o CBM (*Coal Bed methane*) cuya extracción ya se consideraba una actividad petrolera bajo la normativa de los años 80 como una excepción, seguirá siendo considerado reserva bajo la nueva normativa.
3. Gas de esquisto (*Shale Gas*). La producción de este tipo de yacimientos siempre ha sido considerada una actividad petrolífera y por lo tanto el gas producido se cuantifica como reserva. El gas sintético que se produce de yacimientos de esquistos (*Oil Shale*) como resultado del proceso de pirolisis, también pasa a ser considerado reserva, si es que cumple con el criterio de producción económica.
4. Petróleo de esquistos (*Oil Shale*). Petróleo sintético y gas sintético que se produce a partir del kerógeno es reserva bajo la nueva regulación, siempre que se cumpla con los criterios establecidos para calificar un recurso como reserva: producción en condiciones económicamente viables y, la seguridad de que todos los permisos de operación ambiental y otras habilitaciones, serán autorizados.

5. Petróleo y gas del carbón. El petróleo y el gas sintéticos que se extraen con procesos in – situ a partir de pozos perforados hasta las formaciones, serán considerados reservas potenciales de petróleo y gas de acuerdo a las nuevas regulaciones. Los volúmenes de carbón extraído usando procesos de minería y que serán procesados para obtener petróleo y gas sintético, podrá ser considerado reserva potencial de hidrocarburo, en lugar de reserva minera. Los volúmenes de carbón extraído usando procesos de minería y que serán utilizados en la generación de energía o para otros usos que no incluyan la generación de petróleo y gas sintético, serán consideradas reservas mineras.

6. Petróleo y Gas del Arenas Bituminosas (*Tar Sands*). La producción de bitumen de estas arenas, serán considerados una actividad petrolífera y por lo tanto para ser considerados reservas deberán observar los mismos lineamientos que los recursos convencionales.

2.2.2. Incertidumbre en la estimación de reservas no convencionales

La escasa historia de producción, no es suficiente para estimar una tendencia confiable, razón por la cual muchos opinan que los métodos utilizados sobreestiman las reservas.

Estudios independientes de las cuencas shale, por ejemplo de los analistas *Arthur Berman y Lynn Pittinger* indican que "*debido a que la historia de producción de estas formaciones es de pocos años, este modelo no ha mostrado ser correcto y puede ser demasiado optimista*". El análisis detallado de los perfiles de declinación, tanto de pozos individuales como de grupos de "*fracks*" localizados en tres de las principales formaciones geológicas*: Barnett, Fayetteville y Haynessville*, que "*cuentan con el mayor historial de producción disponible en EUA y por tanto ofrecen más confianza en la determinación de las tendencias reales, que otras formaciones más recientes*", indican "*que la industria infló las reservas al menos al 100 por ciento*".

Los autores reconocen que toda formación geológica es única, pero plantean que hasta que no se disponga de registros con historiales más amplios, la cautela aconseja asumir que las formaciones con registros de producción más recientes seguirán una pauta similar a las que cuentan con más antecedentes en los registros de producción. Lo que lleva a *Berman y Pittinger* a plantear que ya se cuenta con información "*más que suficiente*" de las formaciones *Barnett y Fayeteville* para afirmar que la metodología usada hasta ahora "*sobreestima considerablemente las reservas recuperables*."

En el 2013, el estudio de *Hughes* indica que la producción del *Tight Oil* creció mucho representando cerca de 20 por ciento de la producción total, revirtiendo años de descenso. Más de 80 por ciento viene de dos cuencas: *Bakken en Dakota del Norte y Montana e Eagle Ford* al sur de Texas. Otras fuentes representan menos de 20 por ciento. Por su alta tasa de descenso se perforan más de 6 mil pozos con un costo de 35 mmd anuales para mantener la producción. El autor estima que el techo llegará en 2017 a los 2.3 mbd[7] declinando a 0.7 mbd en 2025.

Los yacimientos no convencionales de gas CBM por ejemplo se diferencian de los convencionales en que el carbón es a la vez roca madre y roca almacén. Las características fundamentales de estos sistemas son las propiedades de las capas de carbón (contenido de gas, rango del carbón, etc.), las condiciones geológicas (sedimentarias y estructurales) y las hidrogeológicas (permeabilidad e hidrodinámica). Las condiciones geológicas e hidrogeológicas por si mismas no son suficientes para la formación de un sistema CBM, tienen que ser sinérgicamente reforzadas por varios factores para proporcionar zonas de alta productividad que hagan a los sondeos rentables. Para que el metano no haya migrado hace falta la presencia de una roca sello o que el carbón tenga baja permeabilidad. Para que el carbón sea un almacén rentable hace falta que drene rápidamente al pozo productor. Para que el gas se desorbe y haya producción rentable hay que bajar la presión del agua, ya que la desorción es más elevada con presiones bajas. La producción inicial de agua características de los reservorios de *shale gas* y CBM complica la definición de ensayos de producción, donde debe pensarse en proyectos pilotos de varios pozos. Así mismo la definición de los límites de las acumulaciones no está dado por trampas estructurales o contactos de fluido, lo cual complica la identificación de los entrampamientos.

Los reservorios de hidrocarburos no convencionales no están entrampados bajo los mismos mecanismos que los convencionales y no han sufrido los procesos de migración roca generadora-trampa, por lo que la metodología de evaluación de riesgo convencional no aplica. Los factores de riesgo son distintos para los diferentes tipos de recurso. El PRMS (Petroleum Resources Management System) no provee orientación.

7 Miles de barriles diarios

Las compañías manejan esta evaluación siguiendo sus propios esquemas, lo cual no ocurre con los recursos convencionales, donde la metodología está bien establecida. El comportamiento de los pozos en zonas próximas difiere de manera considerable. (Doug Peacock - Gaffney, Cline & Associates, 2013)

2.2.3. No Convencionales en Latinoamérica

Los recursos energéticos relacionados con los hidrocarburos seguirán siendo una importante fuente de energía en las próximas décadas, y el papel del gas natural, de combustión más limpia, cobrará importancia a medida que el carbón y el petróleo sean reemplazados por combustibles más limpios. Este panorama puede ser favorable para América Latina y el mundo. (David Mares, 2014)

América Latina cuenta con más del 20 por ciento de las reservas mundiales probadas de petróleo, solo por detrás de Medio Oriente y el norte de África que, juntos, suponen más del 50%. Tras la inclusión del crudo ultra-pesado del cinturón del Orinoco, Venezuela posee el 18% de las reservas mundiales de crudo, un porcentaje semejante al de Arabia Saudí, aunque varía según las fuentes. Al tratarse en gran parte de crudo ultra-pesado, su extracción y tratamiento requiere inversiones y tecnologías avanzadas, lo que supone una proyección geopolítica menor que la de Arabia Saudí. Tras sus últimos descubrimientos, Brasil posee las segundas reservas de la región (0,9%), por delante de México (0,7%), Ecuador (0,4%), Argentina (0,2%) y Perú, Colombia y Trinidad y Tobago, con apenas un 0,1% cada uno. (David Mares, 2014)

El peso de las reservas de gas natural es considerablemente menor, inferior al 4% de las reservas mundiales. La mayor parte se sitúa también en Venezuela. La irrupción de la revolución del gas no convencional ha alterado el equilibrio de las reservas, pero su alcance se ha limitado a EE UU y Canadá, los únicos capaces hasta la fecha de transformar las reservas de gas y petróleo no convencional en producción. En todo caso, Latinoamérica concentra casi el 30% de las reservas recuperables estimadas de *Shale Gas*, multiplicando por ocho sus reservas probadas de gas convencional. Argentina tiene las mayores reservas, las terceras del mundo solo por detrás de China y EE UU; Brasil se sitúa después, en un segundo rango, con reservas similares a las de Argelia, Francia, Libia o Polonia. Chile, Bolivia y Venezuela se situarían en un tercer lugar. (David Mares, 2014)

De la noche a la mañana, el *Shale Gas* (o gas de esquisto) ha cambiado el panorama energético en los Estados Unidos. La revolución del *Shale Gas* ha dado un giro radical a los pronósticos sobre energía, alteró el perfil energético de los Estados Unidos y ha dado pie a la pregunta de si los Estados Unidos son un importador o exportador de gas natural. De la noche a la mañana, el *Shale Gas* (o gas de esquisto) ha cambiado el panorama energético en los Estados Unidos. La revolución del shale gas ha dado un giro radical a los pronósticos sobre energía, alteró el perfil energético de los Estados Unidos y ha dado pie a la pregunta de si los Estados Unidos son un importador o exportador de gas natural.

¿Será posible que el shale gas tenga el mismo impacto en América Latina?

Para lograr entender lo que el shale gas puede llegar a significar para América Latina, tenemos que comprender lo que ha ocurrido en los Estados Unidos. A través de la última década, el *Shale Gas* se ha convertido en una fuente importante de gas natural en los Estados Unidos y su producción se ha incrementado hasta representar 23 % de la producción total de gas seco. La tendencia indica que la producción de *Shale Gas* se va a quintuplicar entre 2007 y 2035.

El exitoso auge del *Shale Gas* en Estados Unidos ha inspirado a muchos en la industria a tratar de replicar el fenómeno alrededor del mundo. Y con razón: el shale gas es mucho más abundante que las fuentes convencionales de gas. Además, ahora se considera que muchas naciones pequeñas, que antes tenían una escasa dotación de hidrocarburos, pueden poseer un gran potencial.

Ese potencial de América Latina para el gas no convencional ha sido documentado en los últimos meses en un informe de la *U.S. Energy Information Administration* (EIA). De acuerdo con el análisis, en América Latina, Argentina tiene el mayor potencial de gas de esquisto, seguido por México y Brasil.

Argentina ha concentrado el mayor interés en la explotación del *Shale Gas* en la región. Varios yacimientos de shale gas han sido descubiertos, creando un gran entusiasmo. En diciembre del año pasado, la firma argentina YPF anunció un descubrimiento masivo de *Shale Gas* que, según informó, podrá garantizar el abastecimiento de gas del país por muchas décadas.

México también figura de forma destacada en la discusión del potencial del *Shale Gas* en la región, ya que cuenta con el segundo mayor potencial de América Latina. De acuerdo con el informe de la *EIA*, Brasil también posee un gran potencial de *Shale Gas*, localizado principalmente en la región sureste del país. Sin embargo, parece que el éxito de Brasil en el desarrollo de petróleo costa fuera, reservas de gas y etanol ha relegado al *Shale Gas* a una menor prioridad.

Quizás uno de los aspectos más interesantes en la discusión del potencial del *Shale Gas* en América Latina, es la presencia de recursos potenciales hallados en Chile, Paraguay y Uruguay, convirtiendo a estos países en nuevos participantes en la discusión del potencial de hidrocarburos de la región y del panorama energético.

Sin embargo, como el interés por el *Shale Gas* se extiende por el hemisferio, es importante comprender algunos de los posibles obstáculos y retos.

La tecnología es uno de los elementos claves para el desarrollo del *Shale Gas* en América Latina.

El acceso a la tecnología y a los conocimientos necesarios para extraer el gas de una manera efectiva en costos es una necesidad crítica para la región. Algunos expertos han señalado que, como la revolución del *Shale Gas* es un fenómeno tan nuevo y tan significativo para la región, es posible que América Latina pueda saltarse gran parte de la curva de aprendizaje.

También existen preguntas económicas y comerciales entorno al *Shale Gas* en América Latina.

La mayor preocupación es que el éxito de los Estados Unidos ha disminuido los precios del gas natural, debilitando el mercado para el gas natural en el resto del hemisferio. En algunos casos, como el de México, las fuerzas del mercado, que están deprimiendo los precios del gas natural, pueden llevar a que sea más barato importar gas natural en lugar de desarrollar sus recursos propios.

Pero quizás el impedimento más relevante para el desarrollo del *Shale Gas* en América Latina sea el mismo factor ambiental que está impactando el mercado estadounidense. Los críticos argumentan que los métodos utilizados para extraer gas natural del esquisto, específicamente la fractura hidráulica, o "*fracking*," son nocivos y contaminan los mantos freáticos cercanos.

Además, los opositores a su explotación argumentan que el desarrollo del *Shale Gas* requiere grandes cantidades de agua, y aún no se ha desarrollado un método efectivo de deshacerse de las aguas de desecho.

El futuro del *Shale Gas* en América Latina es brillante, pero existen obstáculos clave que deben ser superados. El formidable potencial indica que hay enormes posibilidades de desarrollo de esta industria. Al mismo tiempo, la explotación del *Shale Gas* y el desarrollo de la industria correspondiente podrían resultar más lentos de lo previsto o esperado – y sin duda muy costosos. (*Jeremy M. Martin y Vanessa Orco*).

3 Revisión técnica de la extracción de los hidrocarburos no convencionales para petróleo y gas de esquisto

3.1. Introducción

La extracción de los hidrocarburos no convencionales para petróleo y gas de esquisto sigue, en general, los mismos procedimientos que sus pares convencionales, es decir, que una vez identificado el reservorio se proseguirá con la perforación, la completación o terminación del pozo, la puesta a producción y una vez alcanzado el límite económico o por dificultades operativas se procederá al abandono. Sin embargo, por la complejidad técnica de las operaciones de completación de un pozo no convencional, es decir, por aquellos procedimientos que se realizan para lograr que el fluido contenido en el reservorio migre al pozo y luego hacia la superficie, es necesario desmenuzar cada una de las fases para identificar cuales sería los posibles riesgos operativos, ambientales e inclusive de seguridad física a los cuales se verían expuestos los actores que se interrelacionan con esta área extractiva.

3.2. Perforación

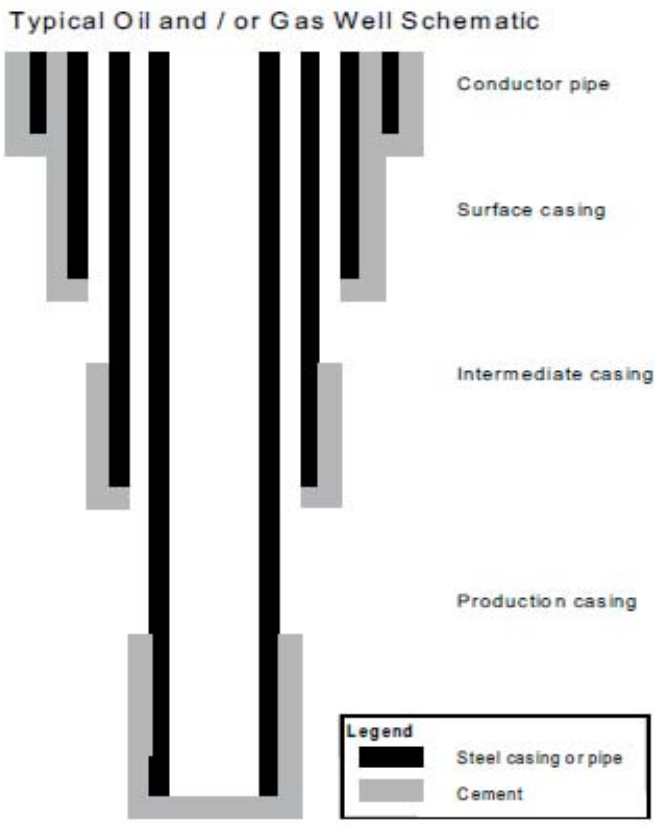
3.2.1. Aspectos Técnicos

La perforación de un pozo tipo de gas o petróleo consiste en algunos ciclos de perforación, corrida y cementación de revestidor (*casing*) para asegurar el aislamiento del agujero. En cada uno de los ciclos la tubería de acero instalada (revestidor) es secuencialmente más pequeña que su antecesora. En la perforación de un pozo se utiliza una sarta que consiste en una broca, collares (tubería de gran espesor que sirve para poner peso sobre la broca) y tubería de perforación. Esta sarta es ensamblada en la superficie y es suspendida de una torre o de un mástil para luego ser rotada por una mesa rotatoria, *top drive* o un motor de fondo (API, 2009:4).

Mientras se perfora, se circula fluido hacia abajo a través de la sarta y se retorna por el espacio anular entre la sarta y el hoyo. Estos fluidos de perforación sirven para lubricar el ensamblaje, remover los cortes de perforación, mantener controlada la presión del pozo, y estabilizar el hoyo que está siendo perforado. El fluido de perforación es una mezcla de agua, arcilla y aditivos para control de perdidas, de densidad o elevadores de viscosidad (Ibídem).

La figura No. 13 muestra esquemáticamente la construcción de un pozo vertical donde el primer hoyo perforado sirve para la instalación de la tubería conocida como revestidor conductor, el mismo que es seguido por una secuencia de hoyos más profundos donde se instalan los revestidores de superficie, intermedio y de producción. Para el caso de los pozos horizontales, que son aquellos que siguen una trayectoria vertical hasta determinado punto para luego ser desviados y correr horizontalmente sobre la formación productora de hidrocarburos, la porción vertical es perforada, revestida y cementada de la manera descrita previamente, pero la diferencia radica en la construcción de la sección horizontal, que usa un motor de fondo que mueve a la broca, permitiendo que la dirección de la perforación sea controlada desde la superficie y la trayectoria se mantenga dentro del objetivo, así como también del tipo de revestimiento de la sección horizontal (Ibídem).

Figura No. 13 Esquema típico de un pozo vertical



Fuente: API HF1, 2009

Asegurar la contención de los fluidos de producción dentro del hoyo, así como también, evitar la contaminación entre las diferentes capas del subsuelo son los principales objetivos del diseño y la construcción de un pozo. Para asegurar que estos objetivos sean alcanzados los revestidores deben ser diseñados, corridos, cementados y probados en función de las características geológicas de la zona a perforar, las particularidades operativas (esfuerzos de compresión, tensión y flexión durante la bajada de la tubería; presiones de colapso y explosión durante la vida del pozo) y principalmente siguiendo las buenas prácticas que la industria ha desarrollado (e.j: API estándares).

Los revestidores son tuberías roscadas en cada uno de sus extremos con un acople instalado para unirse a otra, formando así una sarta continua que aislará el hoyo. Cuando se roscan las conexiones es necesario aplicar el torque apropiado, ya que un exceso puede causar sobre tensiones en la rosca ocasionando una falla y muy poco puede resultar en una conexión con fuga. Los revestidores que se usaran en los pozos de gas y petróleo a ser estimulados por medio de fractura hidráulica deben cumplir los estándares API incluyendo el estándar de inspección API 5CT (API, 2009:05).

Cada revestidor cumple determinadas funciones para asegurar la integridad del pozo, de tal forma que el revestidor conductor (Figura No. 13), que sirve de cimiento para el pozo, debe soportar los sedimentos no consolidados de la superficie y aislar acuíferos someros, adicionalmente este revestidor protege a los subsecuentes de la corrosión y puede ser usado como soporte de parte de la carga del cabezal del pozo. El revestidor de superficie tiene como objetivo principal la protección (a través del aislamiento) de los acuíferos subterráneos. Este revestidor debe ser diseñado para que su asentamiento sea más profundo que el último de los acuíferos subterráneos. La *API - American Petroleum Institute*, recomienda que por lo menos el

revestidor sea asentado 100 ft[8] por debajo del último *USDW*[9] y que sea cementado desde el fondo hasta el tope aislando completamente los acuíferos, pero en caso de no ser esto posible (por restricciones geológicas) se recomienda cementar por lo menos todas las zonas de acuíferos y asegurar la integridad del pozo a través de los subsecuentes revestidores. Una vez cementado el revestidor de superficie es necesario realizar una prueba de presión del cemento para asegurar la integridad del mismo y posterior a esta, una vez perforado un intervalo corto, es necesario realizar la prueba del zapato o "*leak-off test*", la misma que sirve para determinar la presión de fractura de la nueva zona a perforar (API,2009:10-11; SLB oilfield glossary).

El siguiente revestidor, intermedio, puede ser omitido bajo determinadas condiciones geológicas pero su objetivo sigue siendo aislar las formaciones del subsuelo que pueden causar inestabilidad del hoyo y proveer de protección ante presiones inusuales de dichas formaciones. La altura del cemento que se debe diseñar para este caso, no necesariamente debe llegar a superficie para asegurar un apropiado aislamiento, obviamente esto es aplicable cuando el *casing* de superficie y su cemento están aislando todos los acuíferos subterráneos y la cementación del *casing* intermedio está protegiendo zonas con presencia de hidrocarburos. Este revestidor también debe ser sujeto a pruebas de presión para probar su integridad (API, 2009:12).

El último hoyo a ser perforado es aquel en el que se instalará el revestidor de producción. El objetivo de esta sarta de tubería es proporcionar aislamiento zonal entre las formaciones productoras y otras del subsuelo para realizar fracturas hidráulicas u otras técnicas de estimulación sin que horizontes geológicos diferentes sean afectados. Este revestidor también contiene el equipo de fondo para producción, pero a lo largo de todo el ciclo de vida del pozo la función principal de esta sarta de revestimiento es contener los hidrocarburos de la zona de producción. Este revestidor no necesita ser cementado hasta la superficie pero como recomendación mínima de la API, el cemento debe ser llevado hasta una altura de 500ft por sobre la formación más alta que se vaya a estimular por medio de fractura hidráulica. Antes de realizar los trabajos de completación del pozo que pueden incluir perforaciones y posterior fractura hidráulica este revestidor debe ser probado con presión para determinar si la integridad del mismo cumple con los requisitos y objetivos de diseño.

Un registro de adherencia de cemento debe ser corrido para corroborar la calidad del mismo, operaciones de remediación deberán ser consideradas si el cemento no cumple con las características de integridad deseadas (ibídem).

En los pozos horizontales[10], una completación de hueco abierto es una alternativa a bajar el revestidor en la totalidad de la zona de producción, en el caso de este tipo de completación la cola del cemento debe extenderse sobre el tope de la formación sellante (formación que limita el crecimiento vertical de la fractura) (API, 2009:13).

3.2.2. Riesgos asociados a los procesos de perforación

Se enfatiza en que el diseño y construcción de un pozo debe realizarse en función de asegurar la contención de fluidos dentro del hoyo, así como también, del aislamiento de formaciones productoras y acuíferos de tal forma que no existan flujos cruzados entre ellas. Ahora bien cuales pueden ser los riesgos a materializarse durante las actividades subsecuentes a la perforación (estimulación, producción y abandono) debido a fallas en alguno de los procedimientos de perforación, se empezará enumerándolos haciendo un análisis a partir del diseño del pozo.

8 Ft: pie. Unidad de longitud

9 USDW está definido según estatuto federal de los Estados Unidos de Norteamérica (40CFR 144.3) como cualquier acuífero que 1) supla a un sistema de agua público o 2) contenga suficiente agua para suplir a un sistema público y se encuentre supliendo de agua para consumo humano o contenga menos de 10000mg/L de solidos disueltos. Adicionalmente, ningún acuífero se considera exento. (API, 2009:02).

10 Los pozos horizontales ofrecen un beneficio en la mejora del desempeño de la producción para cierto tipo de formaciones, estos a su vez ofrecen la posibilidad al operador de un campo de extraer más recursos con un número significativamente menor de pozos. Los operadores pueden perforar múltiples pozos horizontales desde una misma locación en superficie, por tanto, reduciendo el impacto sobre la superficie en la operación. Sin embargo, los pozos horizontales son más caros para perforar y su costo puede ser el triple de uno vertical en ciertas áreas. (20)

Tabla No. 3 Ejemplo de riesgos asociados a las operaciones de perforación

Diseño

- Diseño deficiente de la sarta de perforación que ocasione excesiva tortuosidad en el hoyo (broca, motor, estabilizadores, collares entre otros).
- Selección inadeacuada de los fluidos de perforación que ocasione cavernas en el hoyo.
- Diseño no apropiado de las profundidades de asentamiento de cada una de las sartas revestidoras.
- Deficiente selección de la tubería de revestidor para pozos a estimularse por fractura hidráulica (tubería no cumple con las normas API).
- Inapropiada selección de la lechada de cemento (fuera de especificaciones técnicas API), espaciadores y centralizadores de revestidor.
- Poco análisis y ejecución de la forma de penetrar las formaciones sellantes por encima de los reservorios que contienen hidrocarburos.

Corrida de revestidor

- Juntas ensambladas con torque deficiente o sobre torque que ocasionen fugas de los fluidos contenidos en el pozo.
- Problemas de atascamiento que no permitan bajar cualquiera de las sartas de revestimiento hasta la profudidad de asentamiento de diseño.
- Asentamiento de revestidor de superficie antes de sobrepasar la profundidad del último
- Inadecuada centralización de las juntas del revestidor.
- Colapso de alguna junta del revestidor.

Cementación

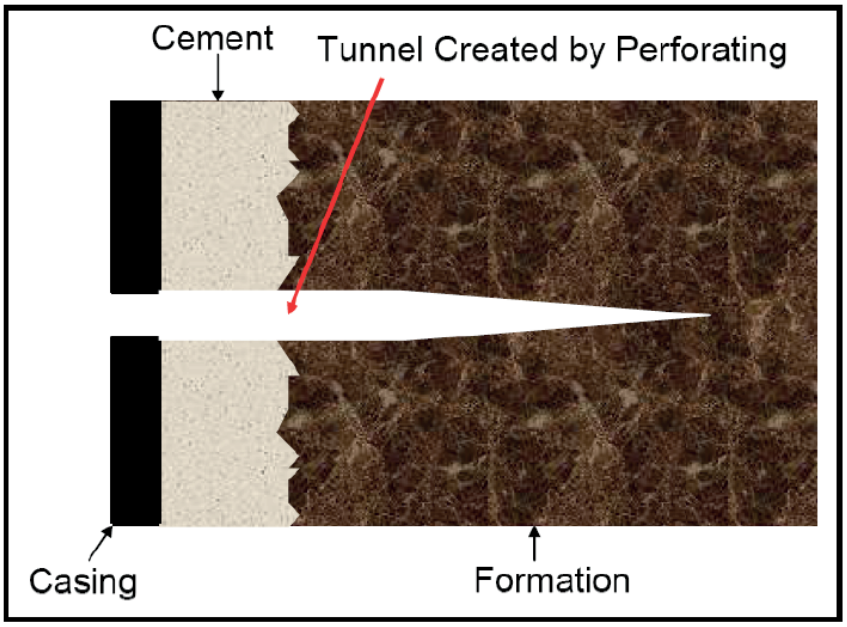
- Fallas en la limpieza del pozo y consecuente contaminación del cemento.
- Errores en la preparación de la lechada cemento que impidan que esta alcance su dureza óptima o de diseño.
- Altura alcanzada del cemento insuficiente para proteger zonas de acuiferos y productoras.
- Pobre adherencia del cemento y presencia de vacios en el espacio anular revestidor / hoyo.
- Pobre remediación de malas cementaciones.

La probabilidad de ocurrencia de los riesgos citados en la tabla No. 3 y de otros que pudieren aparecer está dada en función del grado de conocimiento de las características geológicas de la zona a perforar, es decir, a mayor conocimiento, menor probabilidad de materialización del evento de riesgo. Influyen notablemente en el éxito de la construcción de un pozo otros factores como la experiencia y/o habilidad de la cuadrilla del taladro, el estado de las herramientas y materiales de perforación, la aplicación de buenas prácticas y uso de normativa, la revisión de los históricos de pozos cercanos, el uso de herramientas de evaluación que permitan mejorar el diseño de actividades subsecuentes (e.g. registro del calibre del hoyo para mejorar la estimación del volumen), la disponibilidad de modelos de simulación para mejorar los diseños de cada fase así como también el desarrollo de capacidades para responder ante cualquier contingencia, entre otros.

3.3. Fase de estimulación – Fractura Hidráulica

Antes de realizar la fractura hidráulica es necesario realizar perforaciones en revestidor a la altura de la zona productora, estos agujeros crean el camino de comunicación para que el petróleo o el gas sean producidos.

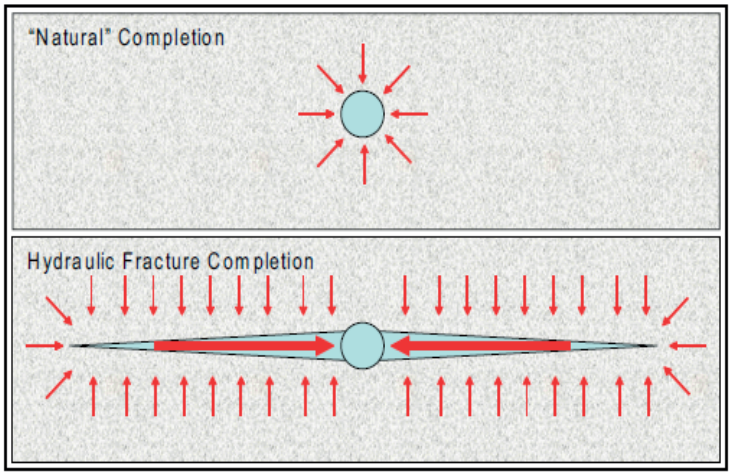
Figura No. 14: Ilustración de la perforación.



Fuente: API HF1, 2009

La fractura hidráulica es una técnica de estimulación que ha sido empleada en la industria del petróleo y el gas desde 1947. Formaciones de muy baja permeabilidad, como arenas finas y esquistos tienen granos muy finos con limitada porosidad y muy pocos poros interconectados (baja permeabilidad[11]). Para que el gas natural y el petróleo sean producidos de reservorios de baja permeabilidad, las moléculas individuales de fluido deben encontrar su vía a través de tortuosos caminos hacia el pozo. Sin una fractura hidráulica, este proceso produciría muy poco hidrocarburo y el costo de perforar y completar un pozo podría no justificarse para este pequeño volumen de producción (API, 2009:15).

Figura No. 15: Pozo fracturado y otro de completación estándar



Fuente: API HF1, 2009

11 La permeabilidad representa la habilidad de los fluidos a fluir a través de una roca porosa (API, 2009:15).

La figura No. 15 muestra el hoyo de un pozo tradicional no fracturado en la parte superior mientras que en la inferior las flechas rojas indican el camino que siguen las moléculas individuales hacia la fractura y después a través de esta en dirección al pozo.

Durante la fractura hidráulica, el fluido es bombeado al revestidor de producción, a través de las perforaciones y hacia la formación objetivo a presiones suficientemente altas para que la roca se fracture. Mientras la inyección del fluido a alta presión continua, la fractura puede seguir creciendo o propagándose. El caudal al cual el fluido será bombeado debe ser los suficientemente rápido para mantener la presión a la cual la fractura se propagará (presión de propagación o presión de extensión). Mientras la fractura continúa su propagación, propelente como arena es añadido al fluido. Cuando se para el bombeo, el exceso de presión es removido, la fractura intenta cerrarse pero el propelente la mantendrá abierta, permitiendo que los fluidos fluyan a través de esta fractura de mayor permeabilidad. Durante el proceso, algo del fluido de fracturación puede dejar la fractura y entrar en la formación adyacente a esta. Este fenómeno es conocido como *leak-off*. (API, 2009:15,6).

Las fracturas hidráulicas se forman en dirección perpendicular al esfuerzo mínimo. Si el mínimo esfuerzo se encuentra en la dirección vertical, la fractura será horizontal. En la dirección vertical se encuentra el peso de la capa de todas las formaciones sobre un punto (*overburden*) y este esfuerzo es mínimo a profundidades someras, menores que 2000ft. Mientras se incrementa la profundidad, el esfuerzo que ejercen las capas de la tierra crece en dirección vertical aproximadamente 1psi/ft, de tal forma que a mayor profundidad el esfuerzo máximo será el de *overburden* o vertical. Por tanto, a profundidades superiores a 2000ft las fracturas serán verticales, es decir perpendiculares al menor esfuerzo que es el horizontal. La cantidad en la cual la fractura se propagará en la dirección vertical hacia cualquier acuífero será controlada por la zona o formación de confinamiento superior, hay que recordar que en un reservorio de gas o petróleo siempre se encontrará una roca sello que es la que entrampa el hidrocarburo. Esta zona parará la propagación de la fractura porque posee suficiente fuerza o elasticidad para contener la presión de los fluidos inyectados. (API, 2009:16).

3.3.1. Aspectos Técnicos

Antes de iniciar cualquier trabajo de fractura el equipo debe ser examinado para asegurar que este en buenas condiciones de trabajo. Todas las líneas de alta presión desde los camiones bomba hasta el cabezal deben ser probados con la máxima presión del tratamiento. Cualquier fuga debe ser eliminada antes de iniciar con el tratamiento de fractura, después de esto se debe conducir la reunión final de operaciones y seguridad[12].

El proceso de fractura es llevado a cabo en varias etapas que pueden ser alteradas dependiendo de las condiciones especiales *in situ*, las etapas se describen como:

- Colchón (*Pad*): la fractura se inicia en la formación objetivo. Desde este punto en adelante, la fractura se propagará en la formación. Típicamente no se bombea propelente, aunque en algunos casos pueden añadirse cantidades pequeñas de arena en baches cortos con el objetivo de abrir completamente las perforaciones. El otro propósito de esta etapa es proveer de suficiente volumen de fluido en la fractura para contrarrestar el *leak-off* (API, 2009:18).

  La composición típica del fluido de fractura que es generalmente de base acuosa es: 94.6% de agua, 5,23% de arena y 0,17% de aditivos. Los aditivos comunes son inhibidores de incrustaciones, ácidos para iniciar la fractura, biocida para matar bacterias productoras de sulfuro de hidrógeno, reductores de fricción y surfactantes para reducir la viscosidad del fluido de fractura (The Royal Society, 2012:19).

- Etapas de propelente: después de que el fluido inicial es bombeado, las siguientes etapas contendrán variadas concentraciones de propelente. El propelente más común es la arena ordinaria que ha sido tamizada en un tamaño específico. Otros propelentes pueden ser bauxita y cerámica.

- Desplazamiento: el propósito del desplazamiento es el de lavar la etapa previa de arena hasta una altura justo sobre las perforaciones. Esto se hace para que la tubería de fractura no quede llena de

12 En una típica reunió de operaciones y seguridad se recuerdan las funciones que debe realizar cada miembro de la cuadrilla, se recalcan los puntos de mayor peligro así como los de seguridad y se verifican las vías de comunicación a ser utilizadas durante la operación.

arena y la mayoría del propelente sea bombeando hacia las fracturas. Algunas veces este fluido consiste en simplemente agua sin ningún tipo de aditivos o el mismo fluido que ha sido bombeado en el pozo hasta esta etapa.

En pozos con intervalos de producción muy largos (e.g. pozos horizontales), este proceso se debe realizar en ciclos, trabajando desde el fondo hacia el tope del intervalo productor. La división en intervalos otorga mejor control y monitoreo del proceso de fractura. El equipo típico de fractura incluye tanques de almacenamiento de fluido; unidad de transporte del propelente, de mezcla, de bombeo; equipo auxiliar como mangueras, tubos, válvulas y distribuidores hidráulicos (*manifold*); además las compañías especializadas en fractura proveen de sistemas de monitoreo y control alojadas en un contenedor (API, 2009: 16-8).

3.3.2. Recolección de datos, análisis y monitoreo del procedimiento de fractura

El propósito de la recolección de datos, el análisis y monitoreo del proceso de fractura es asegurar el éxito de la operación y la protección de los acuíferos. Las dimensiones, la extensión y la geometría de las fracturas inducidas son controladas por el caudal de bombeo (*bpm*), la presión de inyección *(psi*), el caudal (lb/min) y concentración (*ppa*) de propelente, el volumen y la viscosidad del fluido de fractura. Las técnicas de monitoreo de fracturas proveen información sobre la amplitud de la fractura y permiten el refinamiento de modelos computacionales, así como también, mejoras en los procedimientos de futuras operaciones[13] (API, 2009:18). Sin embargo, el primer paso a dar antes de iniciar las operaciones de fractura es el establecimiento de un línea base, la misma que incluya información a través de pruebas de laboratorio de la calidad y composición inicial del agua, de la sismicidad natural de la zona a perforar y de los minerales radioactivos naturalmente presentes en los esquistos[14].

La presión es uno de los parámetros más importantes a controlar, normalmente se mide en la bomba y en el tubo que conecta a la bomba con el cabezal, pero si el anular entre el *casing* de producción y el intermedio no ha sido cementado hasta la superficie, la presión de este anular debe ser monitoreada y controlada. Este espacio anular debe equiparse con una válvula de alivio de tal forma que esta se active antes de que la presión exceda a la de trabajo del revestidor. La línea de flujo desde esta válvula debe ser asegurada y desviada hacia una piscina o tanque (API, 2009:21).

Otras herramientas o procedimientos que se utilizan para mejorar los modelos de simulación de fractura y los mismos procedimientos son: la medición de la inclinación, el mapeo micro sísmico, la incorporación de trazadores en el propelente, registro de trazadores y de temperatura en hueco entubado (ibídem).

3.3.2.1. Riesgos asociados en la fase de estimulación (fractura hidráulica)

Una adecuada evaluación de riegos debería incluir la identificación mínima de los siguientes eventos, cuya probabilidad de ocurrencia será mayor en cuanto las operaciones no acojan las buenas prácticas y normativa ampliamente desarrolladas para este procedimiento o estén atravesando por las etapas iniciales de su curva de aprendizaje.

13 La curva de aprendizaje de Bakken (reservorio no convencional en Estados Unidos) muestra que se necesitaron más de 2000 pozos para alcanzar caudales promedio mayores a los 350 bpd, mientras que en Vaca Muerta (Argentina) 183 pozos perforados han superado los resultados obtenidos en la primera etapa de Bakken (170 contra 130 bpd) (Giga Consulting, 2014:27).

14 Según el Profesor Terry Engelder, el mayor error de la industria en la explotación de los reservorios de esquisto, fue el no establecer una línea base de la química del agua antes de iniciar las campañas de perforación. Algunos elementos químicos como hierro, magnesio, potasio y compuestos como el metano están disueltos en el agua dulce, pero cuando se evalúa la química del agua después del arribo de la industria, se tiende a creer que estos son el resultado de la perforación, especialmente en lo que se refiere al metano. El segundo error de la industria tiene que ver con la altura de cementación de los revestidores, en algunos casos no se cementó completamente el revestidor de producción habiendo formaciones con contenido de gas apreciable en esta zona a hueco abierto. Un tercer error apunta al uso de la perforación con aire. El cuarto error fue realizar un cabildeo a favor de mantener en privado los aditivos para la fractura hidráulica que levantó suspicacias dentro de la población, temiendo que los acuíferos iba a ser contaminados con dichas sustancias desconocidas. Se dispuso fluido de retorno en cantidades suficientes que efectivamente desencadenaron temblores menores en Ohio y Texas que desataron el miedo de la población, sin embargo, el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) demostró que si bien existe una relación entre el volumen de agua inyectado y la magnitud de los temblores, no es posible desatar un temblor catastrófico con la cantidad de agua que se usa en la fractura hidráulica. Finalmente, el último error involucra al manejo del agua relacionado con las potenciales fugas de piscinas abiertas cuyos revestimientos pudieran fallar y contaminar los acuíferos cercanos. En la actualidad solo agua fresca se almacena en piscinas abiertas y cualquier reflujo es almacenado en tanques (AAPG, 2014).

Tabla No. 4 Ejemplo de riesgos asociados a las operaciones de fractura hidráulica

Fractura hidráulica
• Contaminación de acuíferos subterráneos • Sismicidad inducida • Fallas en la integridad del/ los revestidores • Fugas de gas (metano) • Fallas operativas • Uso excesivo y/o contaminación de fuentes de agua dulce y/o de consumo humano • Fugas de los fluidos de fractura y contaminación del medio circundante

3.4. Producción

3.4.1. Aspectos Técnicos

Durante toda la vida de producción de un pozo, las condiciones de este deben ser monitoreadas para asegurar la integridad de éste y del equipo de fondo.

Es importante controlar la presiones de los diferentes anulares que se forman entre las sartas de revestidores así como también entre el pozo y la sarta de producción, si alguno de estos anulares está cargado con gas, el análisis de este puede dar indicación de que cual es su fuente y la naturaleza de la fuga. Se deben asignar presiones máximas y mínimas de los espacios anulares y de igual manera considerar el gradiente de fluido en cada uno de ellos. Estos límites superior e inferior establecen rangos de trabajo de presión seguros para la normal operación de los pozos. El cabezal del pozo también debe ser evaluado para asegurarse que los sellos de este funcionan adecuadamente.

En caso de reacondicionamientos la sarta de producción saliente debe inspeccionarse visualmente para determinar problemas de corrosión o erosión. Una vez la tubería esta fuera debería considerase evaluar la integridad del pozo a través de un registro.

Adicionalmente deben ser monitoreadas las presiones de cabeza, la producción de petróleo, gas y agua para identificar y analizar irregularidades (API,2009:22).

La producción de petróleo y gas generalmente viene acompañada de agua que debe ser separada de la corriente del hidrocarburo y desechada. Este fluido de desecho es re inyectado a formaciones de permeabilidad adecuada para su almacenamiento. En el diseño de un pozo de re-inyección de agua o en la conversión de un pozo productor a inyector se deben tomar en cuenta básicamente los mismos parámetros para asegurar la integridad de toda la estructura que para un pozo productor (adecuada construcción del hoyo, tipo de revestidores y calidad de la cementación, sarta de inyección, cabezal de inyección, entre otros). A esta fase de re-inyección de agua, que es común a la producción de gas o petróleo y no necesariamente únicamente vinculada a la producción a través de fractura hidráulica, se asocian eventos de sismicidad inducida cuya estricta correlación aún no ha sido comprobada.

Keranen et al. (2014) realizaron un estudio en donde se intentó comprobar que el incremento de la sismicidad en Oklahoma desde 2008 respondía al abundante volumen de agua de inyección, sin embargo, solo pudieron comprobar que existían 4 pozos cuyos caudales de inyección eran tan altos y que además estaban asociados a sistemas de fallas ampliamente conocidas que si elevaban la sismicidad en la zona aledaña, mientras que los miles de pozos restantes no causan ningún evento apreciable (SHIP, 2014a). El estudio de *Sumy* et al (2014) que evalúa un evento sísmico de magnitud considerable (M5.7) para la misma zona, tampoco fue capaz de demostrar con absoluta certeza que los eventos inducidos por la inyección de agua hayan desencadenado ese temblor a lo largo de la falla llamada *Wilzetta* (SHIP, 2014b).

3.4.2. Riesgos asociados a la producción

Tabla No. 5 Ejemplo de riesgos asociados a producción

Producción
• Emisiones de metano • Contaminación de acuíferos subterráneos • Fallas en la integridad de los revestidores • Colapso o explosión de alguna junta del revestidor • Anulares sobre presurizados
Re inyeccion de fluidos de producción
• Sismicidad inducida • Contaminación de acuíferos • Falla en la integridad de los revestidores • Fallas en la integridad de las completaciones de inyección • Anulares sobre presurizados

3.5. Abandono

3.5.1. Aspectos Técnicos

Un pozo es abandonado cuando ha llegado al límite económico de su producción. El abandono consiste en llenar de cemento secciones del pozo para evitar que cualquier hidrocarburo fluya hacia zonas de acuíferos o hacia la superficie. (The Royal Society, 2014:10).

3.5.2. Riesgos asociados a la fase de abandono

Tabla N.6 Ejemplo de riesgos asociados al abandono

Abandono
• Fallas en la integridad del pozo • Emisiones de metano • Fallas en la capacidad de aislamiento tapones de abandono

La probabilidad de ocurrencia de los eventos de riesgos de esta fase está en estrecha relación con la historia del pozo, es decir, depende de cuan bien se hayan estructurado los planes de diseño, desarrollado la fase de estimulación, el control de los parámetros de producción y de todas aquellas pruebas realizadas para asegurar y verificar la integridad del pozo.

Regulación de los hidrocarburos no convencionales como vía de mitigación de los riesgos de su extracción

4

4.1. Introducción

La producción de energía y su constante suministro es uno de los pilares del desarrollo económico y social de los países en el mundo moderno.[15] Por esta razón la constante búsqueda de fuentes primarias de generación de energía ha sido una de las actividades incesantes en el siglo XX, particularmente después de las crisis en los precios del petróleo en los años 70.[16] Bajo este contexto el desarrollo de las tecnologías y técnicas que han abierto la puerta a formaciones geológicas antes inaccesibles o de costos prohibitivos para su desarrollo, han sido tan importantes para las perspectivas de desarrollo de las naciones que han decidido aplicarlas en su territorio.

Es ampliamente conocido que tanto la tecnología, como su aplicación para la producción comercial se ha dado inicialmente en los Estados Unidos de América. Para este país, el acceso a fuentes nacionales de producción de energéticos primarios es fundamental, ya que está posicionados como el mayor consumidor de hidrocarburos del planeta.[17]

A pesar de presentar un potencial amplio de suministro constante y continuo de energía para la población el desarrollo y la aplicación de las tecnologías de perforación horizontal y de fracturamiento hidráulico, básicas en este tipo de formaciones geológicas, no han estado exentas de controversia. Como toda actividad humana y particularmente de la industria extractiva, tiene riesgos y efectos en la zona donde se ejecute. Los principales riesgos han estado relacionados con potenciales efectos sobre el medio ambiente, que eventualmente podrían afectar a la vida humana.

Esto ha hecho que se genere una gran polarización y escepticismo sobre estas nuevas técnicas y el beneficio final que puede traer a las naciones que deciden utilizarlas para la explotación de sus recursos.

Es claro que uno de los papeles de una eficiente regulación,[18] particularmente en materia jurídica y técnica es la promoción del compromiso y seguimiento de estándares mínimos en las operaciones y actividades extractivas, previniendo así cualquier efecto nocivo sobre el medio ambiente y a la población del área involucrada.

Al ser un tema tan controvertido, es conveniente evaluar los riesgos asociados a la exploración y explotación de los hidrocarburos no convencionales. El presente capítulo hará un breve análisis de los principales riesgos relacionados con esta industria y cuál ha sido el tratamiento que se le ha dado en las legislaciones de los países que han decidido apostar por su desarrollo. A su vez se estudiará el estado de la regulación en los países latinoamericanos que buscan desarrollar los recursos como el gas o petróleo de esquisto o los mantos asociados a carbón. Por último, se plantearán algunas herramientas que podrían apoyar los desarrollos de la regulación de esta industria en nuestra región.

15 Agencia Internacional de Energía. Energy Supply Security. 2014. Pág 3.

16 Joskow, P. Energy Policy and Their Consequences After 25 Years. The Energy Journal. Vol. 24. No. 4. 2003.

17 http://www.eia.gov/countries/index.cfm?view=consumption
http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=3&pid=26&aid=2

18 Ashford, N y Hall, R. The Importance of Regulation-Induced Innovation for Sustainable Development. Sustainability. Vol. 3. 2011.

4.2. Principales riesgos identificados en la industria de los hidrocarburos no convencionales

Cómo ya se ha mencionado, la actividad exploratoria y productora de hidrocarburos no convencionales (ya sea gas o petróleo de esquito) requiere la utilización de técnicas de fracturamiento hidráulico. La utilización de esta técnica tiene riesgos propios de la actividad que deben ser analizados dentro del contexto regulatorio de los distintos países que quieran desarrollar esta industria.

Siguiendo el modelo planteado en capítulos anteriores de este documento, se analizará los principales riesgos asociados a la actividad de acuerdo a su ubicación en la cadena de producción y se presentaran algunos ejemplos de regulación comparada.

4.2.1. Riesgos asociados a la fase de perforación y estimulación

Uno de los elementos que hace más complejos del análisis de los hidrocarburos no convencionales son sus condiciones técnicas específicas, las cuales fueron explicadas en detalle en el capítulo 3. Sin embargo, éstas traen a su vez retos regulatorios específicos que deben ser evaluados y enfrentados por los países que decidan desarrollar esto recursos no convencionales.

Adicionalmente, en materia regulatoria deben tenerse en cuenta otros elementos externos que permiten o impiden el desarrollo de la actividad exploratoria y productora. En este caso la relación con la comunidad y el acceso a las zonas donde los dueños de derecho superficiario, deben ser involucrados en los procesos y proyectos asociados a la explotación del hidrocarburo.

4.2.1.1. Oposición de las comunidades locales y regionales

Dentro de la mayoría de las legislaciones a nivel global (a excepción de los Estados Unidos, Canadá y algunas zonas de Australia[19]) la soberanía y propiedad[20] sobre los recursos naturales están en cabeza de la Nación y/o el Estado, bajo un concepto de propiedad pública con destinación económica específica para el beneficio común y general. Sin embargo, aunque la administración de los derechos sobre el subsuelo, se encuentren en cabeza del Estado, la propiedad y administración de los derechos superficiarios están en cabeza de los particulares.

Adicionalmente, deben tenerse en cuenta los impactos que la actividad extractiva pueda tener en el medio ambiente, economía y desarrollo social del área donde se llevará a cabo el proyecto. En este sentido la denominada "*licencia social*" juega un papel esencial para el desarrollo de cualquier proyecto extractivo.[21]

Para que un proyecto extractivo, de cualquier tipo de industria ya sea hidrocarburifera o minera, debe haber absoluta claridad sobre los derechos sobre el suelo y subsuelo y la "*licencia social*", si se quiere iniciar una operación con una reducción del riesgo sobre las inversiones realizadas y sin sobresaltos, particularmente en la etapa de declaración de comercialidad y producción.

Si a este complejo panorama, con distintos actores, intereses y realidades le agregamos una rama naciente de la industria, como la de los hidrocarburos no convencionales, con un desarrollo técnico y tecnológico reciente y con potenciales riesgos para el medio ambiente y la salud humana[22], la falta de acuerdos entre las posiciones de las comunidades locales, los propietarios del derecho superficiario y las asociaciones locales,

19 Mitchell, B y Mitchel J. States and Markets in Oil Industry. States and Markets in Hydrocarbons Sectors. International Political Economy Series. Palgrave Macmillan.Enero de 2015.

20 Aunque la soberanía sobre los recursos naturales y su propiedad son dos conceptos diferentes, son complementarios. El primero se refiere a un concepto político que permite la administración del recurso, es decir sobre sus condiciones de explotación y desarrollo. Del segundo se derivan más derechos económicos por la actividad realizada. Así un país puede tener un régimen de propiedad privada sobre el subsuelo y lo que se encuentra en él y aun así mantener la soberanía sobre los recursos naturales.

21 Prno, Jason And Slocombe, Scott. Exploring the origins of "social license to operate" in the mining sector: Perspectives from governance and sustainable theories. Resource Policy, 37. 2012. Page 346.
Bastida, A. The Perennial Question of Ownership, Mineral rights and Land Rights: From Principle to Practice. Working Paper Presented at the Rocky Mountain Mineral Law Foundation. Abril, 2013.

22 En este sentido, la mayoría de las actividades de la vida moderna podrían entrar en esta consideración. Ya en Mayo de 1946, la Corte Suprema de Justicia de Colombia definió como actividad peligros-particularmente en aquello ateniente a la responsabilidad civil extracontractual, lo siguiente: "Por actividad peligrosa se entiende todas aquellas que el hombre realiza mediante el empleo de cosas o energía susceptible de causar daño a terceros". Es claro que las actividades industriales comunes, entre ellas las extractivas pueden enmarcarse dentro de esta definición. Más allá de definir el régimen de responsabilidad el caso concreto en materia de hidrocarburos, es claro que la actividad genera unos riesgos superiores a los soportados por el hombre común, ya sea en actividades de hidrocarburos convencionales o no convencionales.

se convierten en un riesgo para el proyecto que requiere un componente regulatorio que pueda permitir un proceso de consulta con los actores locales y la industria pero que a su vez permita al Estado ejercer su soberanía sobre los recursos naturales.

En el caso de los hidrocarburos no convencionales (particularmente del gas y petróleo de esquisto) la participación y demostración de la ciudadanía y en algunos casos de los gobiernos locales han jugado un papel muy relevante en algunos países que han permitido el desarrollo de esta nueva industria.

4.2.1.1.1. Unión Europea

La Unión Europea y sus países miembros son conocidos en el mundo por sus posiciones a favor de la protección y conservación del medio ambiente en las esferas sociales, económicas, regulatorias e industrias de sus actividades. Por esto, el debate sobre los hidrocarburos no convencionales ha atraído mucha atención, ya que países como Reino Unido[23], Polonia[24] o Dinamarca[25] han decidido permitir su desarrollo, mientras que otros como Francia[26] o Bulgaria[27] han cerrado la puerta a esta industria desde un principio.

A su vez vale la pena señalar que la Unión Europea y los Estados Unidos han iniciado las negociaciones de una Alianza de Comercio e Inversión Trans-Antlántica (TTIP por sus siglas en inglés), la cual incluye deliberaciones sobre la inversión en recursos naturales por parte de inversionistas y en el territorio de las dos partes.

Una buena parte de la oposición popular contra el tratado comercial se ha basado dos tipos de argumentos relacionados entre sí:

- Ambientales: Los altos estándares ambientales europeos, que deben ser cumplidos por empresas norteamericanas dedicadas a la explotación de hidrocarburos no convencionales, pudieran operar en territorio europeo.[28]
- Comerciales: El potencial incumplimiento en materia ambiental de las compañías norteamericanas que decidan realizar operaciones de explotación de gas o petróleo de esquisto bajo las normas del futuro acuerdo comercial, pueden llevar a los países europeos a enfrentar disputas arbitrales del tipo inversor vs. Estado.[29]

En ambos casos las discusiones han partido por protestas y demostraciones populares en contra del fracturamiento hidráulico, evidenciando un claro conflicto entre distintos actores frente a esta nueva industria en el continente europeo.[30]

La Comisión Europea emitió una serie de recomendaciones, enmarcadas en el reconocimiento de que al momento de emitirse la legislación ambiental comunitaria las técnicas de fracturamiento hidráulico masivo e industrial no existían, por lo que pretenden actualizar y adecuar sus prácticas a las condiciones actuales.

23 HM Treasury. Harnessing the potential of the UK's natural resources: a fiscal regime for shale gas. Diciembre de 2013.

24 Uliasz, Barbara et al. Shale and tight gas in Poland-legal and environmental issues. Energy Policy. Vol. 65. 2014

25 Becker, V y Werner, A. One Step Forward, One Step Back: Shale Gas in Denmark and Sweden. Journal of European Management and Public Affairs Studies. Vol. 1 No. 2. 2014.

26 Ley 2011-835 del 13 de Julio de 2011 que prohíbe la exploración y explotación de hidrocarburos mediante el uso de fracturamiento hidráulico y revoca cualquier licencia exclusive de investigación, que haya sido otorgada para el el uso de ésta técnica. JORF n ° 0162 del 14 de Julio de 2011 pág 12217.

27 Daborowski, T-Groszkowski, J. Shale Gas in Bulgaria, the Czech Republic and Romania. Center for Eastern Studies. 2012.

28 Renssen, S. Why the EU-US trade deal matters for the energy sector. Energy Post. Noviembre de 2013.

29 Cingotti, N et al. No fracking way: how the EU-US trade agreement risks expanding fracking. ATTAC, Blue Panet Project, Corporate Europe Observatory, Friends of the Earth Europe, Powershift, Sierra Club y Transnational Institute. Marzo de 2014

30 Euractive. Anti-TTIP demostration seize European Capitals. Octubre 13, 2014. Disponible en: http://www.euractiv.com/sections/trade-society/anti-ttip-demonstrations-seize-european-capitals-309119
Vistado en Marzo 1 de 2015.
Natural Gas Europe. EU-US Trade Agreement Could Boost Gas Exports to Europe. Julio 25 de 2013. Disponible en: http://www.naturalgaseurope.com/eu-us-free-trade-agreement-gas-exports-to-europe
Vistado en Marzo 1 de 2015.

Respecto a los mecanismos regulatorios y normativos de participación de las comunidades y grupos de ciudadanos involucrados o relacionados con la explotación de hidrocarburos no convencionales, se señaló lo siguiente:[31]

- Debe haber un mecanismo de comunicación organizado por la Comisión entre el Estado miembro, la industria, las organizaciones no gubernamentales que promuevan la protección ambiental en relación con las mejores prácticas de la industria respecto a estándares técnicos y operacionales.
- Los Estados miembros deben velar por que las autoridades publiquen sobre el número de pozos terminados y proyectos que tengan previsto la utilización de fracturamiento hidráulico; número de autorizaciones concedidas, nombre de los operadores y condiciones de autorización y estudios básicos de referencia en materia técnica y ambiental
- Se debe informar al público de forma inmediata sobre incidentes ambientales, resultados de inspecciones, casos de no conformidad y sanciones impuestas.

Es claro que la Comisión ha hecho un esfuerzo por involucrar a los distintos actores, particularmente al público general en aquellos temas sensibles que tienen relación directa con la protección del medio ambiente y la salud humana.

4.2.1.1.2. Estados Unidos

Como ya se ha mencionado anteriormente, los norteamericanos han desarrollado la industria, las técnicas y la tecnología que han hecho posible la revolución de los no convencionales. Sin embargo, también han enfrentado escenarios de oposición popular a la técnica del fracturamiento hidráulico.

Distintas formaciones están ubicadas sobre el territorio estadounidense, sobre estados como Nueva York, Texas, Pennsylvania, Oklahoma, Colorado o Dakota del Norte[32]. Varios de estos territorios han tenido divisiones en cuanto al apoyo a la nueva técnica y su aceptación por parte de la comunidad.

El Estado de Colorado se encuentra sobre la formación *Marcellus*, la cual ha sido una de 5 formaciones más productivas dentro de los Estados Unidos.[33] En este estado varias organizaciones sociales[34] y políticas apoyaron la prohibición del uso de fractura hidráulica en el Estado generando gran controversia a nivel local.

Es así como en el condado de Broomfield, en Noviembre de 2013 se sometió a votación la aprobación de medidas prohibitivas del uso de fracturación hidráulica y el almacenamiento de líquidos producidos por este medio por un periodo 5 años desde el momento de la votación[35]. Los resultados de la votación tuvieron un muy pequeño margen de diferencia, generando dudas sobre el resultado, por lo que fue necesario un re-conteo de votos, con un resultado final de 50.04% a favor de la prohibición del uso de esta técnica.[36]

En el mismo Estado, en la ciudad de Lafayette, se realizó un proceso de consulta popular similar a la que se llevó a cabo en Broomfield. En este caso también se debatía la prohibición de actividades relacionadas con hidrocarburos (particularmente no convencionales). El resultado de la elección fue de un 60.11% a favor de la prohibición de la actividad, en esta zona de Colorado.[37] Los resultados de la elección fueron demandados por la organización Colorado *Oil and Gas Association* y una jueza del Distrito de Boulder invalidó la elección, permitiendo que la materia sea regulada por la autoridad competente para el asunto.[38]

31 Comisión Europea. Recomendación de la Comisión relativa a unos principios mínimos de la exploración y producción de hidrocarburos (como el gas de esquisto) utilizando la fracturación hidráulica de alto volumen. 22 de Enero de 2014. (2014/70/UE).

32 Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos. Disponible en: http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/northamer_gas.pdfVisitado en 1 de Marzo de 2015.

33 Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos. Reporte de Productividad en Perforación. Febrero de 2015.

34 Como es el caso de Protect Our Colorado o Coloradians Against Fracking.

35 City and County of Broomfield, Colorado. City Council Study Memorandum. Mayo 20 de 2014.

36 Ibid.

37 Lafayette City 2013 Election Results. The Denver Post.
Disponible en: http://data.denverpost.com/election/results/city/lafayette/2013/
Visitado el 1 de marzo de 2015.

38 The Denver Post. Boulder District judge tosses Lafayette's fracking ban. 27 de Octubre de 2014. Disponible en : http://www.denverpost.com/business/ci_26419597/boulder-district-judge-tosses-lafayettes-fracking-ban
Visitado el 1 de marzo de 2015.

En el caso de la ciudad de Youngstown, Ohio también se realizó una consulta popular sobre la exploración y la explotación de hidrocarburos no convencionales. Sin embargo, en este caso se presentó bajo una "Carta de Derecho Comunitaria"[39] donde se enumeraban algunos derechos como el acceso a un medio ambiente limpio, acceso a agua pura para la comunidad y el desarrollo sustentable energético a través de energía renovable. A su vez se mencionaba un derecho a la auto determinación y gobierno, por parte de la comunidad local y se establecía el poder político con base en la soberanía popular, evitando privilegios para corporaciones o sus directivos. Posteriormente se prohibía la utilización del fracturamiento hidráulico.[40]

En mayo 6 de 2014, se llevó a cabo la consulta popular que ponía a consideración los puntos expuestos en la "*Carta de Derechos Comunitaria*" y su propuesta de prohibir el uso de la fracturación hidráulica como método para la extracción de hidrocarburos no convencionales. El resultado fue de 54.24% en contra de la prohibición y 45.76% a favor[41], dando luz verde al desarrollo de estos nuevo yacimientos en esta zona del Estado de Ohio.

Como se puede ver el debate sobre la aceptación popular del fracturamiento y la extracción de hidrocarburos no convencionales, no es un asunto pacífico. A su vez es un aspecto sobre el desarrollo de la industria que debe evaluarse con cuidado, ya que la participación y compromiso de la sociedad en el desarrollo de estos nuevos yacimientos, es fundamental para el éxito o fracaso de cada proyecto y por lo tanto de la política energética asociada a los mismos.

Los países que acepten esta industria y decidan apoyarla deberán incluir mecanismos de consulta con las poblaciones involucradas, que sean transparentes y vinculantes en sus decisiones. A su vez se deben implementar procesos de concertación entre los distintos actores y promover espacios de diseminación de información. En esta medida, el público conoce los riesgos asociados, los mecanismos regulatorios de control y a las empresas y actores involucrados, el desarrollo informado y transparente de la industria podrá ocurrir hasta alcanzar su mayor potencial.

3.2.1.2. Fallas en la integridad del pozo y contaminación de acuíferos subterráneos

Uno de los asuntos más recurrentes en los argumentos de quienes se oponen a la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales es la posibilidad de la contaminación de fuentes hídricas subterráneas a su vez como el daño que pudiese causarse al subsuelo.

La ubicación de los recursos no convencionales se encuentra a grandes profundidades (en algunos casos más de 15.000 pies o aproximadamente 4500 metros)[42] y en formaciones geológicas de poca permeabilidad, lo que obliga a realizar el proceso de fracturación hidráulica. Sin embargo, esta misma característica de poca permeabilidad disminuye la posibilidad de que haya un movimiento de los fluidos de fracturación o de aquellos producidos por la utilización de esta práctica, hacia la superficie y por lo tanto con potencial contacto con la población. Sin embargo la perforación que permite el acceso a las formaciones donde se encuentran los hidrocarburos puede realizarse sobre formaciones geológicas en profundidades menores y con características de mayor permeabilidad que permitan la acumulación de agua que puede ser explotada para el consumo industrial, agrícola o humano.

Por lo tanto, el riesgo de contaminación de agua, se genera a una profundidad inferior, cercana a la superficie y no tiene relación directa con la práctica del fracturamiento hidráulico de la lulita, sino más bien con la integridad del pozo y su construcción[43]. De esto depende que haya o no filtraciones que pudieran afectar a los acuíferos ubicados a poca profundidad.

Uno de los elementos centrales, que evite o permita que este riesgo se concrete es la integridad del pozo, particularmente en aquello referente al revestimiento y cementación.

39 The Youngston Community Bill of Rights. Disponible en: http://www.protectyoungstown.org/ Visitado en Marzo 1 de 2015.

40 Ibid.

41 Mahoning County Board Elections office.

42 British Geological Survey-Department of Energy and Climate Change. The Carboniferous Bowland Shale gas study: Geology and resource estimation. DECC. 2013.

43 Davies, R. Oil and Gas Wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. Marine and Petroleum Geology. Vol. 56. Septiembre de 2014.

4.2.1.2.1. Estados Unidos

La información más reciente en materia de accidentes o eventos en pozos en los cuales se ha empleado el fracturamiento hidráulico, evidencian la dimensión que ha tenido el riesgo de violaciones a la integridad de los pozos en Estados como Pennsylvania, donde se explota la formación *Marcellus*, una de las 5 más grandes en recursos en los Estados Unidos. En este sentido solamente el 3.4% de los pozos perforados para la producción de gas de esquisto, presentaron accidentes o fugas (219 de 6466 pozos estudiados entre los años 2008 y 2013)[44].

La experiencia regulatoria respecto a los hidrocarburos no convencionales ha hecho que distintos Estados de la Unión hayan tomado posiciones diferentes sobre las normas existentes y su aplicabilidad o necesidad de revisión o cambio, para enfrentar los nuevos retos que trae la industria.

En la mayoría de Estados se regula el proceso general de cementación y su profundidad, la cual debe exceder la profundidad a la cual se encuentran las fuentes hídricas (en promedio la regulación se refiere a 64 pies). Solamente Estados como Arkansas, Maryland y Michigan[45] sobrepasan esta profundidad al exigir 100 pies de profundidad en el proceso de cementación[46].

Sin embargo, la regulación es general para las operaciones de hidrocarburos, sin especificar si son convencionales o no. Como demuestran las cifras mencionadas, las regulaciones generales han tenido gran efectividad con algunos casos menores de accidentes. Probablemente algunas de estas normas sean actualizadas en un futuro, para evitar la ocurrencia de eventos.

4.2.1.2.2. Reino Unido

En el Reino Unido, las autoridades han hecho un análisis de la regulación vigente y su aplicación para la construcción de pozos para hidrocarburos no convencionales. El resultado de dicho análisis señala que la regulación actual es aplicable para esta nueva tecnología, con algunos ajustes particulares.

Se ha señalado que es necesaria la construcción de pozos con revestimientos de profundidad mayor a la de las fuentes subterráneas de agua. A su vez se permite a los operadores la utilización de revestimientos intermedios, en aquellas áreas donde las formaciones que se encuentres bajo presión pueda corres riesgos de inestabilidad.

El proceso de diseño y construcción del pozo debe seguir los procedimientos y normas definidos por las autoridades, de acuerdo a las mejores prácticas de la industria y serán monitoreados y controlados por inspectores de la autoridad de Salud y Seguridad.[47]

En materia ambiental las distintas autoridades de los países del Reino Unido son las encargadas de emitir los permisos para la operación. Para que esto suceda, es necesario presentar un plan en el cual se incluya un análisis hidro-geológico, donde se precise la presencia de depósitos subterráneos de agua, detalles e información sobre la construcción de los pozos, uso de agua.[48]

Al ser uno de los elementos de mayor riesgo y que generan controversia entre la comunidad, la regulación sobre la construcción de los pozos ha sido central en el debate. Sin embargo, como lo señalan los casos presentados, la normatividad existente para la industria de hidrocarburos convencionales ha absorbido varios de los riesgos que trae el desarrollo de los hidrocarburos de esquisto.

En materia técnica la situación puede parecer invariable, pero en asuntos ambientales las cosas han cambiado. Es claro que hoy se requieren mayores análisis y evidencias de que la mencionada integridad del pozo, no generará eventos que puedan afectar el medio ambiente o a los habitantes de la zona. Por lo tanto, la modificación que ha ocurrido en este caso no se refiere a las exigencias técnicas, sino al enfoque en el cual estas son evaluadas e incluidas en el proceso regulatorio.

44 Davies, R et al. Oil and Gas Wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. Marine and Petroleum Geology. Vol. 56. Septiembre de 2014.

45 Michigan a su vez regula específicamente la mezcla de cemento utilizada, su volumen y composición.

46 Richardosn, N et al. The State of State Shale Gas Regulation. RFF Report. Junio de 2013.

47 Department of Energy and Climate Change. Fracking UK Shale: Safety from Design to Decommissioning. Febrero de 2014.

48 Department of Energy and Climate Change. Fracking UK Shale: water. Febrero de 2014.

4.2.2. Riesgos asociados a la fase de producción

Uno de los argumentos de mayor utilización a favor de la producción de hidrocarburos no convencionales es la disminución en la emisión de carbono, en comparación con otras fuentes primarias de energía como el carbón.[49] Así en materia de generación de energía los hidrocarburos no convencionales han tomado el papel de convertirse en un potencial puente hacia energías limpias, que puede iniciar en nuestros días y llevarnos a un futuro sostenible a través de fuentes de energía renovable, con menores traumatismos.

4.2.2.1. Emisiones de metano

Sin embargo, uno de los elementos que han sido planteados, es el potencial daño y efecto de la emisión de metano a la atmosfera. Se ha señalado que la emisión de este tipo de gas puede tener un efecto nocivo equivalente a 25 veces, el causado por el dióxido de carbono.[50] Por lo tanto, su control se ha convertido en otro de los asuntos controversiales que deben tenerse en cuenta para el desarrollo de la industria.

4.2.2.1.1. Reino Unido

El Reino Unido se ha comprometido a disminuir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 50% para el 2050 y tiene compromisos que debe cumplir para 2020, por lo que la utilización de gas como combustible para uso industrial, doméstico y para la generación de electricidad es una de las estrategias para alcanzar las ambiciosas metas ambientales británicas.

Esto se justifica en un estudio que señala que la utilización de gas de esquisto para la producción de energía es similar en su huella de carbono a la del gas convencional, un poco menor que el gas natural licuefactado y menos de la mitad que la producida por el uso de carbón, para la generación de electricidad. Sin embargo, el estudio señala a su vez, que estas ventajas comparativas solo pueden ser aprovechadas, en la medida en la que haya una regulación adecuada que limite las emisiones de metano y la quema de gas.[51]

La regulación británica señala que la descarga de gas metano a la atmosfera, solamente será permitida en casos en que se justifique por razones de seguridad. En la etapa de exploración se permite al operador la quema de gas, cuando ha sido hallado en cantidades no económicamente favorables para la producción.

A su vez se requiere que el operador incluya dentro de sus actuaciones instalaciones de completamiento que permitan la separación de hidrocarburos, agua, y fluidos de retorno, al momento en el cual el metano empiece a fluir hacia la superficie, minimizando así los riesgos de fugas del mencionado gas a la atmosfera. Estas medidas reducen en un 95% los impactos que pueda generar el metano a la capa de ozono.[52]

4.2.2.1.2. Unión Europea

Como ya se mencionó anteriormente, la Unión Europea desarrollo una Directiva en la cual señala las guías que deben seguir los países miembros que deseen desarrollar hidrocarburos no convencionales en su territorio.

Respecto a la calidad del aire, la normatividad comunitaria requiere:

- La conducción de un estudio de referencia sobre la calidad del aire.
- Los Estados miembros deben asegurar que los operadores, capturen los gases, disminuyan la combustión de antorcha y eviten el venteo o descarga a la atmosfera.
- Los operadores deben "*garantizar la reducción de emisiones atmosféricas en la fase de exploración y producción mediante la captura de gases y su uso posterior; el venteo de metano y otros contaminantes atmosféricos debe limitarse a las circunstancias operativas mas excepcionales por razones de seguridad*"[53]

49 http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/houston/shale-gas-life-cycle-emissions-about-half-those-26841047

50 http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/tssts-2-5.html

51 Mackay, J y Stone, T. Potential Greenhouse Gas Emissions Associated with Shale Gas Extraction and Use. Department of Energy and Climate Change. Septiembre de 2013.

52 Department of Energy and Climate Change. Fracking UK Shale: Local Air Quality. Febrero de 2014

53 Comisión Europea. Recomendación de la Comisión relativa a unos principios mínimos de la exploración y producción de hidrocarburos (como el gas de esquisto) utilizando la fracturación hidráulica de alto volumen. 22 de Enero de 2014. (2014/70/UE).

Es evidente que las metas ambientales, respecto a emisiones de carbono deben cumplirse y el gas (convencional o no convencional) puede ser una oportunidad para que esto ocurra. Sin embargo el desarrollo de los no convencionales requiere una regulación estricta al respecto, para evitar que el efecto del gas metano tenga una magnitud negativa incluso mayor que la cual se quiere combatir a través de su desarrollo y producción.

4.2.2.2. Disposición de residuos, fluidos de fracturamiento, agua producida y sismicidad inducida

Como es bien sabido, la utilización de agua en el proceso de fracturamiento es de gran magnitud. Algunos hablan del uso de 10.000 a 30.000 litros de agua para la estimulación y producción de las formaciones geológicas que contienen el hidrocarburo. Adicionalmente, se ha establecido que de un 10% a un 50% del líquido de fracturación regresará a la superficie[54]. Por lo tanto, la disposición final de agua que ha sido utilizada en el proceso de exploración o producción más la cual es producida por la formación geológica se convierte en un asunto fundamental que debe ser regulado[55].

Existen distintas formas de disponer de éste líquido. En algunos casos se ha decidido almacenarlo en tanques especiales para este propósito, en otros casos (la mayoría de forma transitoria) se almacena en lagunas o piscinas al aire libre y también puede ser reinyectado a pozos abandonados o cuya producción y vida económica haya expirado.

Se ha establecido que la reinyección de fluidos tiene relación con el aumento de la actividad sísmica, de área y formación donde se practica dicha disposición de los líquidos producidos en la explotación de hidrocarburos no convencionales.[56]

4.2.2.2.1. Estados Unidos

En el país norteamericano existen distintas prácticas regulatorias sobre como almacenar los residuos o fluidos derivados de la explotación de hidrocarburos no convencionales. En 10 de los Estados de la Unión se requiere el almacenamiento en tanques sellados, para algunos de los fluidos; en 16 de ellos no existe evidencia regulatoria sobre la exigencia de almacenar este tipo de residuos fluidos en tanques, por lo que puede entenderse que podrán almacenarse al aire libre; 3 Estados requieren permisos especiales para el almacenamiento de fluidos.[57]

Cada uno de los Estados tiene estrategias regulatorias diferentes:

- Michigan permite el uso de piscinas de almacenamiento de fluidos de perforación y lodos. Los tanques deben ser utilizados para agua producida, fluidos de completamiento y otros desechos fluidos.
- Mississippi, permite el almacenamiento en piscinas de almacenamiento, si no existe otro medio de almacenamiento o disposición disponible.
- Oklahoma permite piscinas de almacenamiento, en la medida en la que los fluidos almacenados no tengan concentraciones de cloruro de más de 10.000 miligramos por litro.[58]

En relación con la reinyección de fluidos, se ha establecido en gran medida como una práctica para la disposición final de los líquidos involucrados en la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales. Sin embargo, la viabilidad de esta práctica tiene incidencia directa en las formaciones geológicas que permitan hacerlo, ya que no todas tienen condiciones para ello, como es el caso de Pennsylvania.

De nuevo, los enfoques regulatorios varían entre los distintos estados:

- Carolina del Norte prohíbe expresamente la reinyección de fluidos producidos en la producción o exploración de hidrocarburos.

54 Richardson, N et al. The State of State *Shale Gas* Regulation. RFF Report. Junio de 2013.

55 *Shale Gas* Information Platform. The Basics of *Shale Gas*. Disponible en: http://www.shale-gas-information-platform.org/areas/basics-of-shale-gas/water-protection.html Visitado el 30 de marzo de 2015.

56 Rutqvist, J. Et al. Modeling of Fault reactivationand induced seismicity during hydraulic fracturing of shale-gas reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 107. Julio de 2013.

57 Richardson, N et al. The State of State *Shale Gas* Regulation. RFF Report. Junio de 2013.

58 ibid

- Colorado ha creado requerimientos económicos en forma de garantía financiera en los cuales se solicitan $50.000 dólares por pozo en el cual se requiere hacer reinyección de fluidos.
- Ohio también incluyó una tarifa de 5 centavos por barril producido, para garantizar financieramente los eventos que pueden ser causados por la reinyección de fluidos.[59]

La disposición temporal y final de agua es uno de los elementos fundamentales. Las posiciones de los reguladores pueden varias, pero es claro que debe haber un tratamiento del agua y una disposición final cuidadosa, que no solo evite la contaminación de fuentes subterráneas de agua, sino que también evite o disminuya la potencial actividad sísmica inducida por la reinyección.

4.3. Desarrollos regulatorios en la región

América Latina cuenta con alrededor del 26% de los recursos recuperables de gas a nivel global. En materia de no convencionales, sus reservas representan el 78% de las existentes a nivel mundial.[60]

La mayoría de los recursos se concentran en Argentina, Brasil y México, sin embargo, las formaciones geológicas son compartidas con otras naciones de la región como Paraguay o Uruguay, que no han sido tradicionales productores de hidrocarburos.[61]

Las posiciones respecto al desarrollo de esta nueva industria han sido variadas en la región. Países como Brasil, con gran potencial hidrocarburifero no convencional, han centrado sus esfuerzos en desarrollar sus recursos costa afuera por lo que el desarrollo en ese país ha sido menor. Argentina por su parte, con gran potencial ha tenido mucha actividad comercial, pero no tanta actividad regulatoria. Por su parte Colombia[62] ha hecho un esfuerzo por crear o adaptar sus normas, a esta nueva tecnología. Venezuela, a través de varias declaraciones de sus más altos dignatarios, ha condenado el uso del fracturamiento hidráulico para la producción de hidrocarburos.[63]

Para este documento hemos escogido los casos de Argentina y Colombia, quienes son los países que han adaptado total o parcialmente, sus marcos regulatorios para enfrentar los riesgos que potencialmente puede traer el desarrollo de la industria del gas y petróleo de esquisto.

4.3.1. Argentina

Argentina es uno de los países que ha decidido desarrollar los hidrocarburos no convencionales. Estudios recientes la clasifican como la potencia Latino Americana y con reservas de talla mundial, incluso "*posiblemente mayores que las ubicadas en América del Norte*".[64]

El país cuenta con diferentes formaciones con potencial, pero la de mayor potencial se encuentra ubicada en Vaca Muerta con reservas estimadas recuperables de 583 TCF de *Shale Gas* y 19.7 billones de barriles de *Shale Oil*.[65]

El marco jurídico para los hidrocarburos (no solo no convencionales) se ha desarrollado a nivel federal y provincial.[66] El gobierno federal ha establecido una regulación que es aplicable en todo el territorio nacional para la explotación de todo tipo de hidrocarburos.[67] Sin embargo, después del retorno de la propiedad de los

59 ibid

60 Arrollo, A y Perdriel, A. Gobernanza del Gas Natural no Convencional para el Desarrollo Sostenible de América Latina y el Caribe. Serie Recursos Naturales e Infraestructura. Cepal-Ministerio de Asuntos Exteriores de Noruega. 2015. Pag. 44.

61 Ibid. Pág. 45.

62 Ibid.

63 http://www.vtv.gob.ve/articulos/2015/04/01/proponen-una-prohibicion-constitucional-contra-las-tecnicas-de-fracking-en-venezuela-video-622.html. Visitado el 6 de Marzo de 2015.

64 U.S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and *Shale Gas* Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside of the United States. U.S. Department of Energy. Junes 2013.

65 U.S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and *Shale Gas* Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside of the United States. U.S. Department of Energy. Junio de 2013.

66 Cassagne, Juan Carlos. La Propiedad de los Yacimientos de Hidrocarburos su Relación con las Potestades Nacionales y Provinciales. Cassagne Abogados. Buenos Aires. 2007.

67 Ley 17.319 de1967

hidrocarburos a las provincias, éstas tienen la potestad también de regular y emitir licencias de exploración, normas ambientales y tributarias, entre otras.[68]

Los dos niveles de regulación han tratado temas relacionados con los no convencionales. A nivel federal, se emitió una normatividad en 2013, donde se estableció un régimen de promoción de la inversión en el cual a quién presente proyectos de inversión de 1000 millones de dólares o más para un periodo de 5 años, en el quinto año se le permitirá exportar hasta un 20% de los hidrocarburos producidos a una taza de exportación del 0%. En casos de suministro de emergencia para el mercado doméstico, esta producción debe ser destinada al mercado nacional y será pagada a los precios internacionales a la fecha.[69]

Todos los inversionistas que cumplan con los planes establecidos bajo este régimen de inversión podrán solicitar una licencia para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales.[70] Esta es una de las soluciones que se han presentado al problema sobre el desarrollo de no convencionales en áreas ya concesionadas para la exploración y producción de petróleo y gas convencional.

A nivel provincial, el gobierno de Neuquén también ha regulado a esta nueva industria. En 2012, se estableció que cualquier inversionista que requiriera una licencia para desarrollar hidrocarburos no convencionales en esa provincia debería enviar información a las autoridades sobre los siguientes asuntos:

- Descripción del tratamiento de aguas producidas.
- Declaración juramentada sobre la composición química del líquido de fracturamiento hidráulico.
- Autorización para el uso y disposición de agua.[71]

Los asuntos mencionados regulan algunos de los riesgos asociados a los hidrocarburos no convencionales, pero no cubren en su mayoría las dudas que esta nueva industria ha generado.

4.3.2. Colombia

De acuerdo a la agencia de Administración e Información en Energía (EIA por sus siglas en inglés), Colombia cuenta con prometedoras reservas de hidrocarburos no convencionales y sus formaciones geológicas comparten características con la formación de Eagle Ford[72], una de las principales formaciones en producción en los Estados Unidos.

Sin embargo, el desarrollo industrial y regulatorio en materia de no convencionales es más bien reciente en este país. Fuentes informales o no revisadas por pares mencionan un largo proceso, en el cual los reguladores tomaron alrededor de 2 años en la investigación, capacitación y diseño de la regulación para la industria.

En este sentido se contó con la asesoría de expertos estadounidenses en el tema, visitas de campo a formaciones en producción en Canadá y Estados Unidos, como también talleres de formación a los funcionarios de las agencias, autoridades o ministerio es involucrados en esta área del sector energético.

El resultado en materia regulatoria se condensa particularmente en 2 elementos: la emisión de una regulación técnica específica, la adaptación de la normatividad ambiental (respecto a planes de manejo ambiental y análisis de impacto ambiental).

Respecto a la regulación técnica y ambiental las autoridades colombianas han hecho un análisis riguroso que les ha permitido regular riesgos como la construcción de los pozos, la disposición de fluidos resultantes de los procesos operativos y medidas para la prevención de actividad sísmica inducida, entre otros.

4.3.2.1. Construcción e integridad de Pozos

De acuerdo a la regulación emitida por el Ministerio de Minas y Energía en 2014 la normatividad es bastante rigurosa en materia de cementación y revestimientos para los pozos de hidrocarburos no convencionales. En

68 Ley 26.197 de 2007

69 Decreto 929 de 2013

70 Decreto 929 of 2013

71 Decreto 1483 de 2012

72 U.S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and *Shale Gas* Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside of the United States. U.S. Department of Energy. Junio 2013.

este sentido, se requiere del operador que el revestimiento superficial y conductor llegue hasta la superficie; en cuanto a la profundidad del revestimiento conductor, este debe estar asentado al menos 150 pies por debajo de los acuíferos para consumo humano.

También se toman medidas de revestimiento cuando se encuentren acuíferos cercanos que sean o tengan potencial de consumo humano. Se establecen procedimientos técnicos en los cuales se realizan pruebas de presión y circulación de cemento, que eviten posibles fallas que permitan la fuga de líquidos de perforación agua producida o hidrocarburos que puedan afectar los acuíferos. A su vez se incluyen regulaciones para revestimientos intermedios y productores, los cuales generan mayor seguridad en la protección contra fugas.[73]

La construcción de pozos de exploración y producción debe hacerse de acuerdo a las normas locales e internacionales sobre el mismo y deberá ser verificado por un representante del Ministerio de Minas y Energía.

4.3.2.2. *Fractura hidráulica*

Para que se puedan realizar actividades de fracturamiento hidráulico se requiere:

- Pruebas de presión a todos los revestimientos que estén expuestos a esta técnica.
- Monitoreo permanente de presión durante las operaciones y notificación a las autoridades si ésta aumenta más de 200 psi.[74]
- En caso de que haya evidencia de fallas en la integridad del pozo se deben interrumpir las operaciones de forma inmediata, notificar a las autoridades y tomar medidas correctivas.
- No se permite la estimulación hidráulica en pozos que se hallen a distancias menores de 200 metros de pozos de agua construidos para el consumo humano.
- Antes de iniciar las actividades se deberá presentar al Ministerio de Minas y Energía y al Servicio Geológico Colombiano un informe sobre volúmenes y aditivos químicos utilizados en cada etapa; presiones anticipadas que pueda generar cada fractura; radio de la estimulación hidráulica; análisis de "como la resistencia de los revestimientos será suficiente para contener las presiones anticipadas", entre otras medidas.
- A su vez también deberá presentarse un mapa que señale la ubicación de los pozos utilizados por la comunidad para consumo y fines agropecuarios; información sobre el acuífero de más profundidad ubicado en la zona; cualquier evidencia de sismicidad a 16 km del pozo; una línea base de sismicidad de la zona.
- Análisis de riesgo de intercomunicación de los pozos, migración de fluidos y generación de sismicidad y un plan de mitigación de los mismos.
- También se toman medidas de suspensión de operaciones por actividad sísmica en la zona de fracturamiento hidráulico.

4.3.2.3. Disposición y Reinyección de Fluidos

Las medidas para perforar un pozo inyector son bastante claras y estrictas. Entre ellas se requiere información sobre la formación geológica, estimaciones sobre la porosidad y permeabilidad de la misma, fallas geológicas identificables en la zona, evidencia histórica de sismicidad a 16 km alrededor de la ubicación del pozo.

También es necesario suministrar información sobre los pozos construidos en la zona para consumo humano de agua, y realizar un análisis de riesgo sobre la afectación de acuíferos aprovechables por la comunidad, también sobre el potencial de desencadenar actividad sísmica por la presencia de fallas geológicas y los planes de mitigación de los riesgos.

73 Resolución 90341 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia

74 Libra-fuerza por pulgada cuadrada, más conocida como psi (del inglés pounds-force per square inch) es una unidad de presión en el sistema anglosajón de unidades.

Se establecen además procedimientos en materia de construcción de pozos, pruebas de los mismos, límites de operación (90%-95%) y la obligación de monitoreo constante.

4.3.2.4. Regulación Ambiental

En materia ambiental la autoridad encargada de las licencias ambientales desarrolló un anexo específico para los proyectos relacionados con hidrocarburos no convencionales[75]. La mencionada regulación es bastante rigurosa y específica en los requerimientos solicitados al operador para poder emitir una licencia ambiental.

Dentro de las medidas más relevantes se encuentran:

- Definición de número de plataformas y pozos a utilizar; nombre, descripción y profundidad de la formación geológica estimulada; descripción de las formaciones de agua subterránea; equipos de maquinaria, sistemas y procesos de estimulación; sistemas de transporte y almacenamiento de líquido de estimulación y agua producida; identificación de fuentes de energía; fluido base a ser utilizado (se prohíbe el uso de diese como fluido base).
- Lista de productos químicos utilizados en el fluido base. En caso de que no pueda divulgarse el nombre debido a secretos industriales, se debe señalar el nombre genérico del producto.
- Con respecto a cada uno de los pozos se requiere presentar un análisis de riesgo de contaminación de agua subterránea y el plan de transporte de líquido de fracturamiento, su almacenamiento y su composición química.
- En relación con el agua producida se debe señalar el proceso de tratamiento, el plan de manejo, transporte disposición de la misma.
- Respecto a la estimulación hidráulica se deben suministrar fechas en las cuales éstas se realizarán, el número de etapas planeadas y las fechas aproximadas del flujo de retorno.
- En relación con las fuentes subterráneas de agua y la calidad de aire, es necesario presentar un informe que señale la calidad de agua y los componentes químicos presentes en la misma.

4.4. Retos regulatorios para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales en la región

Los hidrocarburos no convencionales se han convertido en un elemento definitivo en la geopolítica, economía y desarrollo a nivel mundial. La que esta nueva tecnología ha abierto al mayor consumidor de hidrocarburos del mundo, muestra el potencial que puede tener para nuestra región como productores del mismo, para el impulso del desarrollo económico y social.Esta puede ser una oportunidad única para nuestra región, que requiere de energía para mantener las altas tasas de crecimiento económico que han marcado la última década, como las trasformaciones sociales que han beneficiado a millones de latinoamericanos. Sin embargo, esto nos lleva a desarrollar marcos regulatorios fuertes que nos permitan aprovechar nuestros recursos con los más altos estándares.

En esta medida, no podemos desconocer que la industria de los hidrocarburos no convencionales, conlleva riesgos que deben enfrentarse. Esta realidad ha sido asumida por países como Francia o Bulgaria, bajo una prohibición estricta de su desarrollo, mientras que otros, como Reino Unido, Colombia, Estados Unidos o Argentina han decidido apoyarla.

Esta es una decisión soberana, que cada país están en su derecho de tomar y definir, de acuerdo a sus realidades y prioridades, lo que si queda claro es que si se toma la opción de desarrollarla, es necesario crear un marco normativo que permita el desarrollo de la industria, el aprovechamiento económico de los recursos en equilibrio con la protección de la población y el medio ambiente.

75 Ministerio de Ambiente- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos. 2014.

Para que esto ocurra deben considerarse varios elementos:

- Estructuras normativas claras, específicas y definidas que se refieran a las realidades técnicas y jurídicas que la industria y esta nueva tecnología generan.
- Espacios de comunicación y desarrollo de estrategias de socialización que permitan a la comunidad y demás actores involucrados, conocer la tecnología, sus riesgos y particularmente sus potenciales beneficios. A su vez, el marco regulatorio debe ser desarrollado, establecido y aplicado de la mano de las comunidades, para disipar dudas y miedos que en una realidad operativa pueden generar mayores costos para todos los actores.
- Es fundamental establecer medidas que permitan entrenar y capacitar a quienes están encargados de regular, monitorear y controlar el cumplimiento del marco regulatorio. Los ejemplos comparados nos demuestran que la regulación puede ser la misma que se aplica, para la industria de los hidrocarburos convencionales, pero la implementación correcta y oportuna puede tener mayor efecto que una la normatividad perfecta. Por lo tanto la financiación de los presupuestos de los entes regulatorios y de control, se convierte en piedra angular del sistema.
- A su vez vale la pena evaluar las condiciones económicas de estímulo que la industria pueda requerir. En varios países de la región existen barreras de infraestructura, seguridad o geográficas que limitan o impiden el desarrollo de esta industria. Por lo tanto, deben analizarse las medidas que puedan tomarse para generar un estímulo al desarrollo de la industria en nuestra región.
- Uno de los elementos que hacen diferente a la industria de los hidrocarburos no convencionales es su relación con el medio ambiente es que esta industria y su tecnología nacen en un momento histórico, donde el cambio climático y la protección del medio ambiente son elementos comunes en las agendas políticas de los dirigentes y también en las consideraciones de los ciudadanos del común. Por lo tanto, los retos que se enfrentan para su desarrollo técnico y regulatorio son mayores. Como se ha visto, la posición de reguladores Norteamericanos y Europeos, ha modificado el enfoque medioambiental, permeando otras áreas de la regulación. Un ejemplo de esto es la necesidad de evaluar los estándares técnicos desde un punto de vista ambiental y con un enfoque preventivo en toda la regulación. América Latina debe evaluar estar postura, si decide desarrollar sus recursos no convencionales, ya que la diversidad y riqueza en materia de fauna y flora en la región es de gran envergadura por lo que debe ser protegida.
- Por último, es fundamental establecer mecanismos de cooperación regional a través de estructuras existentes como OLADE. Organismos internacionales como la CEPAL, han enfatizado la necesidad de generar espacios comunes de colaboración regulatoria en aspectos ambientales, transferencia de tecnología e intercambio de información geológica prácticas para el desarrollo de esta nueva industria. El desarrollo de tecnologías novedosas, que traen retos regulatorios reales y totalmente desconocidos generan una necesidad de conexión y desarrollo regional a niveles políticos y técnicos. La oportunidad de compartir experiencias y conocimiento sobre la industria es única y puede definir el surgimiento o no de América Latina como potencia en hidrocarburos no convencionales a nivel global.

5 Conclusiones

- La Región de América Latina y el Caribe es y seguirá siendo a largo plazo dependiente de los hidrocarburos para satisfacer su demanda interna de energía y como fuente de ingreso en el caso de los países exportadores; por lo tanto los recursos no convencionales constituyen una alternativa válida para fortalecer su seguridad energética. Sin embargo la explotación de estas fuentes debe ser sostenible en los aspectos sociales, ambientales y económicos.
- Se estima que existen abundantes recursos de hidrocarburos no convencionales en la Región, cuya conversión a reservas es dependiente de la disponibilidad tecnológica para su explotación y del precio internacional de los hidrocarburos.
- El comportamiento de los pozos es una de las características más singulares de este tipo de yacimientos. Presentan producciones iniciales modestas, que declinan extraordinariamente rápido. Su acelerado agotamiento obliga a la permanente perforación de pozos para desarrollar el yacimiento y mantener la producción del campo.
- A nivel mundial existe una preocupación alrededor de la fracturación hidráulica, sin embargo se trata de una tecnología bien conocida y utilizada en la industria, donde la aplicación de las mejores prácticas desde el diseño, construcción, operación y abandono del pozo (convencionales o no) puede evitar la afectación de los mantos acuíferos, las emisiones fugitivas de metano, la sismicidad inducida y otros riesgos de contaminación.
- Los factores claves para la explotación de los recursos no convencionales son: un buen conocimiento geológico de la zona y el establecimiento de una línea base de la calidad de los acuíferos, de los metales radioactivos originalmente presentes y de los sistemas de falla.
- En los casos en los cuales los reservorios no convencionales están ubicados sobre reservorios convencionales ya explorados intensivamente, se puede aprovechar la infraestructura y la información adicional existente.
- Para la exploración y explotación de estos recursos es muy importante la cooperación entre los países de la Región para la transferencia de conocimientos y difusión de las mejores prácticas en las técnicas aplicadas a esta industria.
- Los países que le apunten al desarrollo de los no convencionales deben contar con infraestructuras en el *upstream*, transporte y comercialización.
- Si las condiciones económicas del mercado no se presentan favorables para la explotación de estos recursos, el Estado podría intervenir a través de un marco fiscal atractivo para incentivar nuevas inversiones en este sector.
- Es muy importante la existencia de una industria de servicios muy dinámica y competitiva capaz de responder a las necesidades de los diferentes operadores y generar economías de escala y eficiencias operativas claves que coadyuven en la reducción de los costos.
- Los riesgos asociados a la explotación de los hidrocarburos no convencionales, se pueden mitigar, con el uso adecuado de la tecnología y con la implementación de regulaciones específicas para el desarrollo de este tipo de recursos.
- Es fundamental mejorar la percepción de esta actividad entre la población y la opinión pública, con argumentos técnicos objetivos, mayor transparencia y acceso a información veraz y contrastada con hechos probados.

Referencias

Ana Correa. (2013). Cálculo probabilístico en la estimación de reservas desarrolladas | Ana Correa - Academia.edu. Retrieved February 20, 2015, from https://www.academia.edu/9075785/Calculo_probabilistico_en_la_estimacion_de_reservas_desarrolladas

John Saxe-Fernández. (n.d.). Arrebato y "bonanza" shale.
Retrieved from http://www.cubadebate.cu/especiales/2013/04/19/arrebato-y-bonanza-shale/

Canadian Society for Unconventional Resources. (2012, February). *Unconventional Hydrocarbon Resources in Alberta Opportunities and Challenges*.
Retrieved from https://www.albertacanada.com/AIS-OGTS_Presentation_for_Feb23_Industry_Expert_Speaker_Series.pdf

China's oil majors feel the pinch | Petroleum Economist. (n.d.).
Retrieved January 30, 2015, from http://www.petroleum-economist.com/Article/3421372/Corporate-and-markets/Chinas-oil-majors-feel-the-pinch.html

Crude Oil Price, Oil, Energy, Petroleum, Oil Price, WTI & Brent Oil, Oil Price Charts and Oil Price Forecast. (2015, January 27).
Retrieved January 27, 2015, from http://www.oil-price.net/

David R. Mares. (n.d.). El gas de esquisto en América Latina: oportunidades y desafíos.
Retrieved from http://www.politicaexterior.com/articulos/economia-exterior/el-gas-de-esquisto-en-america-latina-oportunidades-y-desafios/

Doug Peacock, & Gaffney, Cline & Associates. (2013, November). *PANEL SESSION: Unconventional Reserves – Making the "New Standards" Work in Practice Unconventional Reserves & Resources Estimates A Square Peg in a Round Hole?*. Panel Session presented at the 2013 Unconventional Resources Conference and Exhibition - Asia Pacific, Brisbane, Australia.
Retrieved from http://www.spe-qld.org/useruploads/files/doug_peacock.pdf

Dr. John Saxe-Fernández: El caso Pemex, asalto a la Nación. (2007).
Retrieved from https://www.youtube.com/watch?v=qFmG5_z72xA&feature=youtube_gdata_player

EIA tracking tool shows light-sweet crude oil imports to Gulf Coast virtually eliminated - Today in Energy - U.S. Energy Information Administration (EIA). (n.d.).
Retrieved February 24, 2015, from http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=19931

Fernando Pendás Fernández, Miguel Ángel Zapatero Rodríguez, & Jorge Loredo Pérez. (2002). *Reunión científico-técnica sobre exploración, evaluación y explotación del metano de las capas de carbón: Oviedo 23, 24 y 25 de mayo de 2001*. IGME.

Glossary - U.S. Energy Information Administration (EIA). (n.d.).
Retrieved March 12, 2015, from http://www.eia.gov/tools/glossary/index.cfm?id=U

Iraq was second-leading contributor to global oil supply growth during 2014 - Today in Energy - U.S. Energy Information Administration (EIA). (n.d.).
Retrieved February 24, 2015, from http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=19911

Jeremy M. Martin, & Vanessa Orco. (n.d.). Shale gas en América Latina | .:: Energía a debate ::.
Retrieved from http://energiaadebate.com/shale-gas-en-america-latina/

Market Watch. (n.d.). *Can U.S. shale survive price war?*.
Retrieved from http://www.spreecast.com/events/can-u-s-shale-survive-price-war.html

Oil back below $50 as OPEC hopes fade. (n.d.).

Retrieved February 24, 2015, from http://finance.yahoo.com/news/oil-back-below-50-opec-095104719.html

Organization of the Petroleum Exporting Countries. (2014). *World Oil Outlook*.
Retrieved from www.opec.org

Organization of the Petroleum Exporting Countries. (2015, de enero del). Monthly Oil Market Report.

Puri, R., & Yee, D. (1990). Enhanced Coalbed Methane Recovery. Society of Petroleum Engineers.
http://doi.org/10.2118/20732-MS

R, T., & all. (n.d.). Goldman: Here's Why Oil Crashed—and Why Lower Prices Are Here to Stay.
Retrieved February 19, 2015, from http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-02-11/goldman-here-s-why-oil-crashed-and-why-lower-prices-are-here-to-stay

Samya Beidas-strom, & Andrea Pescatori. (2014, December 22). What makes the oil price so volatile?
Retrieved from https://agenda.weforum.org/2014/12/what-makes-the-oil-price-so-volatile/

Shale Gas & Unconventional Oil Exploration, Development & Production in US - Oil & Gas Journal. (n.d.).
Retrieved March 2, 2015, from http://www.ogj.com/unconventional-resources.html

Shale oil and shale gas resources are globally abundant - Today in Energy - U.S. Energy Information Administration (EIA). (n.d.).
Retrieved March 13, 2015, from http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=14431

Short-Term Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration (EIA). (2015, January 13).
Retrieved January 27, 2015, from http://www.eia.gov/forecasts/steo/report/prices.cfm#.VKbLNJhr3jo.twitter

Short-Term Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration (EIA). (n.d.).
Retrieved January 29, 2015, from http://www.eia.gov/forecasts/steo/report/prices.cfm#.VKbLNJhr3jo.twitter

The Oil Drum | U.S. Shale Gas: Less Abundance, Higher Cost. (n.d.).
Retrieved March 27, 2015, from http://www.theoildrum.com/node/8212

This Week In Petroleum Summary Printer-Friendly Version. (n.d.).
Retrieved February 24, 2015, from http://www.eia.gov/petroleum/weekly/archive/2015/150219/includes/analysis_print.cfm

API HF1 (2009). Hydraulic Fracturing Operations-Well Construction and Integrity Guidelines, First Edition/ October 2009. Disponible en: http://www.api.org/policy-and-issues/policy-items/hf/api_hf1_hydraulic_fracturing_operations.aspx

Engelder, Terry (2014). Truth and Lies About Hydraulic Fracturing. American Association of Petroleum Geologist online magazine.
Disponible en: http://www.aapg.org/publications/news/explorer/details/articleid/12416/truth-and-lies-about-hydraulic-fracturingGiga Consulting (2014).

Tres Años de Shale – Vaca Muerta. Análisis de producción.
Disponible en: http://giga-consulting.blogspot.com/2014/03/normal-0-21-false-false-false-es-co-x.htmlShale

Gas Information Platform (2014a). Induced seismicity linked to wastewater injection is said to make up around 20% of total seismicity wthin the USA.
Disponible en: http://www.shale-gas-information-platform.org/areas/news/detail/article/induced-seismicity-linked-to-wastewater-injection-is-said-to-make-up-around-20-of-total-seismicity.html.

Shale Gas Information Platform (2014b). Can larger earthquakes be related to disposal wells?
Disponible en: http://www.shale-gas-information-platform.org/areas/news/detail/article/larger-earthquakes-related-to-disposal-wells.html

The Royal Society and the Royal Academy of Engineering (2012). *Shale gas* extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing.
Disponible en: http://www.raeng.org.uk/publications/reports/shale-gas-extraction-in-the-uk

OLADE's MEMBER COUNTRIES:

Argentina
Barbados
Belize
Bolivia
Brazil
Chile
Colombia
Costa Rica
Cuba
Ecuador
El Salvador
Grenada
Guatemala
Guyana
Haiti
Honduras
Jamaica
Mexico
Nicaragua
Panama
Paraguay
Peru
Dominican Republic
Suriname
Trinidad & Tobago
Uruguay
Venezuela
Algeria (participant country)

Av. Mariscal Antonio José
de Sucre N58-63 y
Fernández Salvador
Edificio Olade,
Sector San Carlos
Casilla 17-11-6413
Quito - Ecuador

www.olade.org
/olade.org
@oladeorg