

**EDUCACIÓN AMBIENTAL COMO ESTRATEGIA PARA LA CONCILIACIÓN DE
LAS VISIONES AMBIENTALISTAS Y DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA
UNA POTENCIAL EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES
EN COLOMBIA**

PAOLA ANDREA ARBELÁEZ GONZÁLEZ

**FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE EDUCACIÓN PERMANENTE Y AVANZADA
ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN AMBIENTAL
BOGOTÁ D.C.
2016**

**EDUCACIÓN AMBIENTAL COMO ESTRATEGIA PARA LA CONCILIACIÓN DE
LAS VISIONES AMBIENTALISTAS Y DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA
UNA POTENCIAL EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES
EN COLOMBIA**

PAOLA ANDREA ARBELÁEZ GONZÁLEZ

**Monografía para optar por el título de Especialista en
Gestión Ambiental**

**Orientador:
JIMMY EDGARD ALVAREZ DIAZ
Biólogo**

**FUNDACION UNIVERSIDAD AMERICA
FACULTAD DE EDUCACION PERMANENTE Y AVANZADA
ESPECIALIZACION EN GESTIÓN AMBIENTAL
BOGOTÁ D.C
2016**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del Director de la Especialización

Firma del Calificador

Bogotá, D.C., Octubre de 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Secretario General

Dr. Juan Carlos Posada García Peña

Decano Facultad de Educación Permanente y Avanzada

Dr. Luis Fernando Romero Suárez

Director Especialización en Gestión Ambiental

Dr. Francisco Archer Narváez

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a las personas que me han acompañado en este camino de continuo aprendizaje, esfuerzo y dedicación. A mis padres, que me han brindado su apoyo moral y su confianza inquebrantable, que sin ellos no hubiese podido llegar hasta acá.

A mis familiares, que siempre creyeron en mi capacidad y depositaron su esperanza en mí y en mi futuro.

A mi novio, que aun estando lejos, me llenó de fuerzas en la construcción de este trabajo y siempre me recordó que era capaz de hacer esto y muchas cosas más.

Para todos aquellos que me ayudaron en la escritura y conclusión de este trabajo.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, por su compañía y guía a lo largo de la construcción de mi carrera profesional y especialización; por fortalecerme cuando más lo necesité, por permitirme continuar mi proceso de aprendizaje y forjar mi futuro en su camino.

Le doy gracias a mis padres y mi abuela, por su ayuda constante, su apoyo incondicional y su confianza, por darme la oportunidad de una educación de calidad y por ser excelentes ejemplos de vida.

A mi novio, que me ayudó a conocer mis capacidades, me enseñó a creer en mí y me animó a nunca rendirme.

Le agradezco la dedicación y apoyo del asesor y director de trabajo de grado.

A todas las personas que con su colaboración, hicieron de este trabajo una realidad.

CONTENIDO

| | pág. |
|--|------|
| INTRODUCCION | 19 |
| OBJETIVOS | 20 |
| 1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS Y DISTRIBUCIÓN: ESTADO ACTUAL EN EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES A ESCALA GLOBAL | 21 |
| 1.1 YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES | 21 |
| 1.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 22 |
| 1.2.1 Historia | 22 |
| 1.2.2 Descripción del proceso | 23 |
| 1.3 ESTADO ACTUAL EN EL DESARROLLO- DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES A ESCALA GLOBAL | 25 |
| 1.3.1 América | 29 |
| 1.3.2 Asia | 44 |
| 1.3.3 Oceanía | 48 |
| 1.3.4 África | 49 |
| 1.3.5 Europa | 50 |
| 2. RIESGOS POTENCIALES Y MARCO NORMATIVO EN LA APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 56 |
| 2.1 RIESGOS POTENCIALES DE LA APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 56 |
| 2.1.1 Uso del recurso hídrico | 56 |
| 2.1.2 Contaminación atmosférica | 59 |
| 2.1.3 Contaminación acústica e impactos paisajísticos | 60 |
| 2.1.4 Sismicidad inducida | 60 |
| 2.2 MARCO NORMATIVO EN LA APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO: PANORAMA POLITICO DE LOS PAÍSES MÁS IMPORTANTES | 61 |
| 2.2.1 Estados Unidos | 62 |
| 2.2.2 Argentina | 64 |
| 2.2.3 Unión Europea | 67 |
| 2.2.4 Colombia | 73 |
| 3. RESPUESTA PÚBLICA Y DE LOS ACTORES EN EL ESCENARIO PETROLERO EN LA APLICACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 78 |
| 3.1 ACTORES EN EL ESCENARIO PETROLERO: RESPUESTA EMPRESARIAL Y RESPONSABILIDAD SOCIOAMBIENTAL | 78 |
| 3.1.1 Administración de recursos naturales | 78 |
| 3.1.2 Responsabilidad social | 81 |
| 3.2 COMUNIDAD: RESPUESTA PÚBLICA Y COBERTURA INFORMÁTICA | 85 |

| | |
|---|-----|
| 4. EDUCACIÓN AMBIENTAL Y APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN COMO ESTRATEGIAS INTEGRADORAS PARA LA APLICACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN COLOMBIA | 92 |
| 4.1 DIAGNÓSTICO ACTUAL EN COLOMBIA PARA LA APLICACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO | 92 |
| 4.1.1 Marco jurídico y normativo | 92 |
| 4.1.2 Agua | 93 |
| 4.1.3 Grupos indígenas | 93 |
| 4.1.4 Conflictos e inseguridad | 94 |
| 4.2 EDUCACIÓN AMBIENTAL: ABARCANDO UN MARCO SISTEMÁTICO PARA LA GESTIÓN SOCIAL | 95 |
| 5. CONCLUSIONES | 102 |
| 6. RECOMENDACIONES | 103 |
| BIBLIOGRAFÍA | 105 |
| BIBLIOGRAFÍA COMPLEMENTARIA | 114 |
| ANEXOS | 117 |

LISTA DE ANEXOS

| | pág. |
|--|------|
| Anexo A. Reservas de Shale Gas y Shale Oil técnicamente recuperables por país. | 118 |
| Anexo B. Propiedades y recursos de gas shale y oil shale de los países con mayor potencial en gas shale y oil shale. | 119 |
| Anexo C. Producción y recursos de gas natural y petróleo a nivel mundial | 123 |

LISTA DE CUADROS

| | pág. |
|---|------|
| Cuadro 1. Bloques iniciales Adjudicados para la exploración de YNC en Colombia (2012) | 38 |
| Cuadro 2. Bloques adjudicados para la exploración de YNC en Colombia (2014) | 38 |
| Cuadro 3. Normatividad expedida en materia de fracturamiento hidráulico, Colombia | 74 |

LISTA DE GRÁFICOS

| | pág. |
|--|------|
| Gráfico 1. Producción de gas natural en Estados Unidos | 31 |
| Gráfico 2. Componentes del fluido de inyección. | 58 |
| Gráfico 3. Impactos percibidos en el desarrollo de yacimientos no convencionales | 96 |
| Gráfico 4. Espectro de participación pública. | 100 |

LISTA DE IMÁGENES

| | pág. |
|---|------|
| Imagen 1. Esquema de la técnica fracturamiento hidráulico o "fracking" | 23 |
| Imagen 2. Proceso de fracturamiento hidráulico | 24 |
| Imagen 3. Mapa de cuencas con formaciones evaluadas de shale oil y shale gas | 26 |
| Imagen 4. Cuencas de gas shale y oil shale en Estados Unidos | 30 |
| Imagen 5. Cuencas de gas shale y oil shale en el este de Canadá | 33 |
| Imagen 6. Cuencas de gas shale y oil shale en el este de México | 35 |
| Imagen 7. Cuencas de gas shale y oil shale la zona norte de Latinoamérica | 37 |
| Imagen 8. Mapa de bloques adjudicados para YNC en Ronda Colombia (2014) | 39 |
| Imagen 9. Cuencas de gas shale y oil shale en Argentina | 40 |
| Imagen 10. Cuencas de gas shale y oil shale en Brasil | 41 |
| Imagen 11. Cuencas de gas shale y oil shale en Bolivia, Chile, Paraguay y Uruguay | 43 |
| Imagen 12. Cuencas de gas shale y oil shale en Rusia | 45 |
| Imagen 13. Cuencas de gas shale y oil shale en China | 46 |
| Imagen 14. Cuencas de gas shale y oil shale en Australia | 49 |
| Imagen 15. Cuencas de gas shale y oil shale en Sudáfrica | 49 |
| Imagen 16. Cuencas de gas shale y oil shale en Polonia | 51 |
| Imagen 17. Cuencas de gas shale y oil shale en Reino Unido | 53 |
| Imagen 18. Cuencas de gas shale y oil shale en España | 54 |
| Imagen 19. Cuencas de gas shale y oil shale Europa (Norte y Oeste) | 55 |
| Imagen 20. Ciclo de vida del agua en operaciones de gas shale y oil shale | 79 |
| Imagen 21. Activistas Indígenas oponiéndose al desarrollo petrolero | 94 |
| Imagen 22. Infraestructura Petrolera, Resistencia y Territorio Indígena en Colombia | 94 |
| Imagen 23. Asentamientos Humanos y Zonas de Conflicto en Colombia | 95 |

LISTA DE TABLAS

| | pág. |
|--|------|
| Tabla 1. Reporte Potencial Yacimientos no convencionales a nivel mundial | 26 |
| Tabla 2. Top 10 de países con recursos recuperables de oil shale | 27 |
| Tabla 3. Top 10 de países con recursos recuperables de gas shale | 27 |
| Tabla 4. Reservas totales de shale gas por continentes | 28 |
| Tabla 5. Reservas totales de shale oil por continentes | 28 |
| Tabla 6. Recursos de gas shale y oil shale en Canadá | 34 |
| Tabla 7. Recursos de gas shale y oil shale en Europa (Norte y Oeste) | 55 |

RESUMEN

El creciente desarrollo de yacimientos no convencionales a nivel mundial ha sido materia de debate entre industria petrolera y grupos sociales, debido al auge de la producción de hidrocarburos mediante el fracturamiento hidráulico. Dicho debate ha traído consigo confusión, desinformación y ha creado dos percepciones opuestas, los actores petroleros que respaldan la aplicación de la técnica como medio de desarrollo económico y los grupos ambientalistas que catalogan este medio extractivo como una catástrofe social y ambiental. Este documento plantea una solución concertada y participativa relacionando ambas visiones a través del empleo de estrategias de educación ambiental y sistemas de gestión social aplicables a un futuro desarrollo de recursos no convencionales en Colombia. Para que esta solución sea efectiva, se debe unificar un marco intercultural e interdisciplinar, donde prime el respeto y el diálogo hacia una mejor y mayor comprensión mutua.

Palabras clave: Yacimientos no Convencionales, Fracturamiento Hidráulico, Impactos Ambientales, Responsabilidad Social, Educación Ambiental, Sistemas de Gestión, Gestión Social.

GLOSARIO

FLOWBACK: mezcla captada en superficie, resultante de un proceso de fracturamiento hidráulico compuesta por agentes químicos, propanes y agua, utilizados inicialmente y algunos compuestos pertenecientes naturalmente a la formación.

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO: también denominado fracking o hidrofractura y/o estimulación hidráulica, es una técnica por la cual la roca madre (lutita) es fracturada mediante la inyección de fluidos a altas presiones con una mezcla de agua, productos químicos y arena, con la finalidad de generar fisuras artificiales en la roca y hacer fluir el petróleo al pozo a través de las fracturas artificialmente generadas; las fracturas permanecen abiertas gracias a la colocación o apuntalamiento de arena u otro material granular.

LUTITA –Shale-: roca sedimentaria de grano fino compuesta principalmente por arcilla o lodo consolidado. Principales formaciones de yacimientos no convencionales, conforman la fuente más importante de gas natural atrapado en rocas de baja permeabilidad.

PERMEABILIDAD: capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. Se mide normalmente en Darcies o milidarcies.

POROSIDAD: medida de los espacios vacíos de un material, resulta ser una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos de una roca. Se define como la fracción (expresada en porcentaje) del volumen total de la roca que corresponde a los espacios capaces de alojar fluidos.

PROPANTE: sustancia granular, usualmente arena, que es mezclada e inyectada junto con el fluido de inyección a los pozos en yacimientos no convencionales. Su propósito es mantener abiertas las fracturas realizadas en el proceso de fracturamiento hidráulico para que el fluido pueda ser producido.

ROCA GENERADORA/MADRE: una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (COT), si bien una roca generadora rica podría contener hasta 10% de materia orgánica.

ROCA SELLO: capa relativamente impermeable que impide que los fluidos sigan migrando una vez constituye el yacimiento.

YACIMIENTOS CONVENCIONALES: un yacimiento asociado a cuerpos rocosos arenosos, que por sus características habitualmente permiten que el petróleo o el

gas natural fluyan con facilidad hacia el interior de los pozos. Generalmente este tipo de yacimientos no requieren de tratamientos mayores de estimulación lo que permite que sean producidos a tasas económicas de flujo.

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: un yacimiento asociado a cuerpos geológicos lutíticos de baja permeabilidad, lo que hace de su extracción un proceso difícil que requiere de nuevos métodos para su explotación. Entre estos tipos de yacimientos se encuentra el Oil Shale y Gas Shale.

ABREVIATURAS

| | |
|-------------|--|
| ACP | Asociación Colombiana del Petróleo –Colombia-. |
| AEO | Annual Energy Outlook – Estados Unidos-. |
| AIE | Advanced Resource International – Estados Unidos-. |
| ANH | Agencia Nacional de Hidrocarburos –Colombia-. |
| ANLA | Autoridad Nacional de Licencias Ambientales –Colombia-. |
| EIA | Energy Information Administration – Estados Unidos-. |
| EPA | US Environmental Protection Agency – Estados Unidos-. |
| GIIP | Good International Industry Practices. |
| TCF | Trillones de Pies Cúbicos. |
| TRR | Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. |

INTRODUCCION

En la actualidad, la crisis energética y el agotamiento de las reservas convencionales de hidrocarburos a nivel mundial junto con una condición de crecimiento industrial exponencial, ha generado la necesidad del desarrollo de diferentes fuentes de energía confiables. Una alternativa para enfrentar este fenómeno generalizado se encuentra en el aprovechamiento de los yacimientos no convencionales, cuya implementación se ha popularizado en la última década a nivel mundial y que a su vez ha suscitado grandes debates públicos de carácter social y ambiental, polémicas en las que Colombia no ha sido la excepción; el auge de la producción de hidrocarburos mediante el fracturamiento hidráulico, ha venido acompañado de una constante confusión resultante del poco conocimiento que rodea dicha técnica, y la creación de percepciones opuestas: actores petroleros que respaldan la aplicación de la técnica como medio de desarrollo económico y los grupos ambientalistas que catalogan este medio extractivo como una catástrofe social y ambiental.

Este trabajo describe documentalmente la información sobre los aspectos tratados, la información pública y los actores en el escenario petrolero siguiendo una estructura metodológica que comprende: potencial de reservas de los países más importantes por continente, identificación de riesgos potenciales en la aplicación de fracturamiento hidráulico, marco normativo de los países más importantes en materia de desarrollo de yacimientos no convencionales, respuesta pública y empresarial ante la aplicación de dicha técnica.

El propósito final de este trabajo es la construcción de un marco estratégico desde la educación ambiental y la gestión de recursos aplicable a los futuros proyectos de yacimientos no convencionales en Colombia, que faciliten el entendimiento entre las percepciones pública y de los actores en el escenario petrolero nacional, construido a partir de nuevos saberes que determinen la factibilidad de la aplicación del fracturamiento hidráulico en el país.

Ante el apremiante desarrollo de los yacimientos convencionales mediante el fracturamiento hidráulico en Colombia, es de vital importancia la construcción de una visión unificada, que tenga como fundamento una visión intercultural e interdisciplinar, que impulse la investigación e innovación en materia de fractura hidráulica, con el fin de esclarecer cualquier duda derivada de esta práctica, y garantizar el desarrollo de manera responsable o detener definitivamente la práctica de dicha tecnología en el país.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Formular una estrategia desde la educación ambiental que construya una visión integradora desde las corrientes ambientalistas y de los actores en el escenario petrolero en la potencial explotación de yacimientos no convencionales en Colombia.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Nombrar los yacimientos no convencionales más importantes a nivel mundial.
- Identificar las visiones ambientalistas y de los actores en el escenario petrolero, en cuanto a las implicaciones socio-ambientales de la explotación de yacimientos no convencionales.
- Identificar la respuesta pública ante la explotación de yacimientos no convencionales.
- Identificar la responsabilidad socio-ambiental de las empresas petroleras en materia de explotación de yacimientos no convencionales, teniendo en cuenta la normativa vigente y el desarrollo conceptual de esta práctica ambiental.
- Relacionar las visiones ambientalistas y de la industria petrolera a través de una estrategia formulada desde la educación ambiental y un marco de gestión socio-ambiental para una futura aplicación del fracturamiento hidráulico en Colombia.

1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS Y DISTRIBUCIÓN: ESTADO ACTUAL EN EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES A ESCALA GLOBAL

1.1 YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

El hidrocarburo confinado en los yacimientos no convencionales no es diferente del que se encuentra en los yacimientos convencionales que han sido explotados por más de cien años a nivel mundial. La distinción radica en las características de la roca en la que se encuentran confinados y en el método de extracción que se debe emplear para su explotación.

Como lo indica Gallegos¹, un yacimiento tradicional tiene una serie de componentes que deben ubicarse dentro de una línea del tiempo: la producción del hidrocarburo en una roca generadora, el cuerpo geológico que alberga el fluido conocido como roca reservorio, la roca sello que impide la migración del hidrocarburo, una columna de roca que ejerce presión sobre el sistema, y los procesos de migración y acumulación del hidrocarburo. En la fase de estudio, se identifican características geológicas favorables de permeabilidad y porosidad, propiedades que permiten al petróleo o el gas natural fluir con facilidad hacia el interior de los pozos. Por las razones expuestas, los hidrocarburos se pueden extraer mediante la perforación de pozos verticales utilizando técnicas tradicionales de explotación.

En los yacimientos no convencionales, uno o más de los elementos nombrados no se encuentran presentes, lo que lo hace objeto de estudios especiales y hace de su explotación un proceso más complejo, por lo que se emplean técnicas diferentes a las utilizadas habitualmente.

Los volúmenes de hidrocarburos convencionales a nivel mundial se están agotando y los sistemas energéticos que regirán el comportamiento de los niveles de reservas de hidrocarburos en un futuro cercano será la explotación de yacimientos no convencionales.

Los recursos no convencionales se pueden clasificar en:

- Gas en arenas de baja permeabilidad (Tight gas).
- Metano en capas de carbón (Coal bed methane).

¹ GALLEGOS, Ernesto. ¿Qué Son Los Yacimientos no Convencionales? En: YPF Independencia Energética. [Sitio Web]. 16, Enero, 2014. [Consultado el 11, Mayo, 2016]. Disponible en: <http://independencia-energetica.org/2014/01/fracking-no-convencionales/>.

- Hidratos de gas (Gas hydrate), se compone de moléculas de metano atrapados en estructuras cristalinas de agua, de volúmenes considerables y de interés energético importante.
- El petróleo o gas de lutita (Shale-Oil y Shale-Gas), reservorios en los que los niveles de materia orgánica en la roca madre son altos, sufrieron los procesos físico-químicos necesarios para convertirse en hidrocarburos, pero no llegó a darse ningún tipo de migración. El hidrocarburo, petróleo o gas, sigue atrapado en gotas dentro de la roca madre.

Las condiciones geológicas de las lutitas en términos de baja permeabilidad hacen que el movimiento de los hidrocarburos sea un proceso difícil, contrario a los yacimientos convencionales donde los poros se encuentran conectados entre sí. Es por esta razón, que cobra importancia la aplicación de técnicas de estimulación, que mejoren las condiciones geológicas y permitan la producción de petróleo y gas en este tipo de yacimientos, la más importante actualmente es el fracturamiento hidráulico.

1.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

1.2.1 Historia

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de producción de hidrocarburos que ha sido utilizada desde muchos años atrás en yacimientos convencionales. Las inyecciones de fluidos en el subsuelo para el incremento de la producción de petróleo y gas datan de finales del siglo XIX, procesos desarrollados por Edward Roberts, señalado por Gallegos², que utilizó mezclas de nitroglicerina y detonaciones de dinamita en yacimientos someros de alta complejidad, ubicados en estados como Pensilvania, West Virginia y Kentucky; a pesar del carácter ilegal e inseguro de la actividad, la técnica mostró una alta efectividad en el aumento de la producción en los pozos de petróleo, el mismo principio fue utilizado en los pozos de gas y agua con los mismos resultados.

En 1930 se empezaron a utilizar fluidos no explosivos, compuestos principalmente de ácido nítrico con agua, en donde se podía conservar la fractura abierta producto del ácido utilizado, lo que permitía la creación de un canal preferencial al pozo y mejoraba notablemente la productividad de petróleo. Pero fue solamente hasta los años 40, en donde se presentaron los primeros procesos de experimentación y aplicación comercial de la técnica por parte de la empresa Stanolind Oil, En 1947 se probó la técnica de hidrofracking en el campo Hugoton,

² GALLEGOS, Tanya; VARELA, Brian. Trends in Hydraulic Fracturing Distributions and Treatment Fluids, Additives, Proppants, and Water Volumes Applied to Wells Drilled in the United States from 1947 through 2010: Data Analysis and Comparison to the Literature. En: US Geological survey. [Sitio Web]. 2014. [Consultado el 11, Mayo, 2016]. Disponible en: <http://pubs.usgs.gov/sir/2014/5131/pdf/sir2014-5131.pdf>.

Kansas, usando ácido nafténico, ácido palmítico mezclados con gasolina, con el fin de incrementar la producción de los pozos de gas. Años más tarde el grupo Amoco obtuvo la patente del proceso y Halliburton pasó a ser la primera compañía en implementar el fracturamiento hidráulico, y para 1949 ya se habían tratado 332 pozos y aumentado hasta en un 75% su producción.

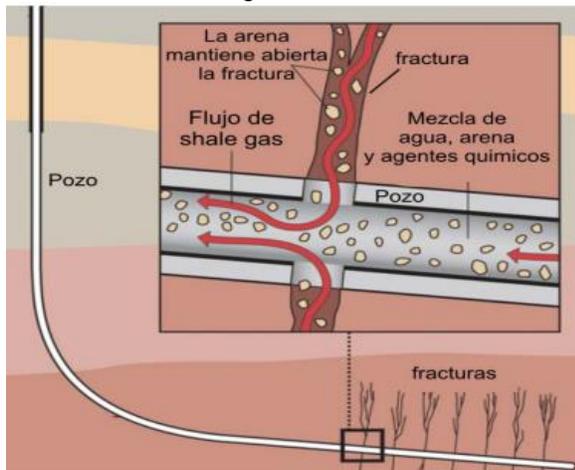
Después de numerosas aplicaciones de campo, se empezó a usar el agua como materia prima en el proceso de hidrofractura, enfocándose la práctica a las fases secundarias de recobro de hidrocarburos en yacimientos convencionales.

En los años 50, se desarrollaron nuevas variantes de la técnica al incorporar nuevos materiales y productos químicos que permitían aumentar el rendimiento y la eficiencia de la práctica, permitiendo su aplicación en yacimientos convencionales de diversos países del mundo como Noruega, Polonia, Checoslovaquia, Francia, Austria, Italia, Bulgaria, Rumania, Turquía, Túnez, entre otros.

1.2.2 Descripción del proceso

El proceso de fracturamiento hidráulico es un proceso ampliamente utilizado que tiene como finalidad principal aumentar la permeabilidad del cuerpo rocoso mediante la inyección de un fluido (Imagen 1) a alta presión en el subsuelo que provoque el fracturamiento de la roca y la generación de vías artificiales que favorezcan el flujo y la producción del hidrocarburo contenido en ella, la fractura se mantiene abierta debido a la colocación de un material propante.

Imagen 1. Esquema de la técnica fracturamiento hidráulico o "fracking"



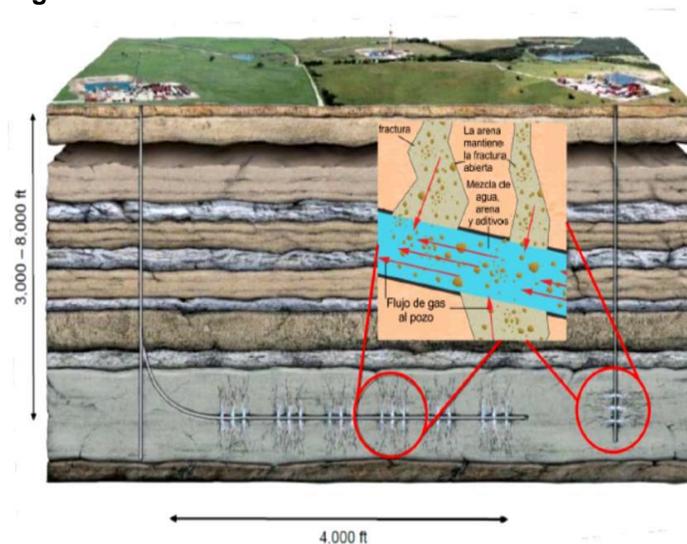
Fuente: BUSTOS, Jairo. Aplicación de la Fractura Hidráulica en la Cuenca Oriente Ecuatoriana, 2013

El proceso comienza con la perforación de un pozo vertical. Luego, cuando se ha alcanzado la formación productora, el pozo navega horizontalmente por el estrato de interés con el fin de trabajar con una mayor área de contacto, que para

Gregory³, resulta en el reemplazo de 3 a 4 pozos verticales convencionales, reduciendo significativamente costos de operación y mayores intervenciones que generen un impacto ambiental y social de la actividad.

Como lo indica Pye⁴, en la práctica de este método, un fluido fracturante compuesto por fases acuosas u oleaginosas y productos químicos como reductores de fricción y reductores de pérdida de fluido, es bombeado al pozo a altas presiones, con el fin de someter una porción de la formación a una presión hidráulica suficiente para causar la apertura del cuerpo rocoso y de esta manera formar una fractura que se extiende desde el pozo hasta las formaciones circundantes. El agente de reducción de pérdida de fluido se deposita sobre las caras expuestas de la formación con el fin de evitar el flujo del fluido por las formaciones permeables. Adicionalmente el fluido fracturante es nuevamente bombeado en el pozo y en la fractura a una velocidad de flujo y a una presión determinada, suficientes para extender la fractura a una distancia deseada desde el pozo. (Imagen 2)

Imagen 2. Proceso de fracturamiento hidráulico



Fuente: BUSTOS, Jairo. Aplicación de la Fractura Hidráulica en la Cuenca Oriente Ecuatoriana, 2013

Una vez se termina la perforación y se disminuye la presión de los equipos de bombeo, los hidrocarburos son liberados hacia la superficie, arrastrando a su paso

³ GREGORY, Kelvin; VIDIC, Radisav; DZOMBAK David. Water Management Challenges Associated with the Production of Shale Gas by Hydraulic Fracturing. En: US Department of Energy. Junio, 2011. Citado por BUSTOS CEDEÑO, Jairo Geovanny. Aplicación de la Fractura Hidráulica en la Cuenca Oriente Ecuatoriana. Trabajo de grado. Especialidad de Cuencas Sedimentarias. Universidad Complutense de Madrid. Madrid. 2013. p 13.

⁴ Hydraulic fracturing process. Inventor PYE, D. Estados Unidos. Patente de Investigación. Patent US3709300. 1971.

los fluidos de inyección o flowbacks, que contienen la mezcla utilizada inicialmente y algunos pertenecientes naturalmente a la formación. Una vez colectado en superficie, este fluido puede ser utilizado en otras intervenciones hidráulicas o puede ser tratado para su disposición final. El último paso es la colocación de un cabezal de pozo, a una presión de operación requerida para el proceso de fracturación. Según Hugues⁵, al cabo del primer año la producción puede caer hasta un 70%, mientras que en 36 meses puede haber entre 79 y 95% de pérdida de producción.

Los métodos más recientes de perforación, han permitido alcanzar mayores áreas de contacto desde una misma plataforma central, que pueden tener de un pozo hasta 24. Según Bertinat⁶, Cada locación requerida en una intervención de fracturamiento hidráulico requiere de una a una hectárea y media de espacio, que permita el despliegue de los equipos necesarios de operación en superficie. La perforación de numerosos pozos en cada plataforma resulta ser de vital importancia en la viabilidad económica del proyecto de estimulación hidráulica, ya que la producción llega a ser significativa cuando se encuentran produciendo varios pozos estimulados, caso contrario de la producción de yacimientos convencionales, en donde la producción puede ser mayor, incluso antes de cualquier estimulación.

1.3 ESTADO ACTUAL EN EL DESARROLLO- DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES A ESCALA GLOBAL

Los recursos de Shale son conocidos desde principios del siglo XX sin embargo no habían sido explotados porque no existía tecnología adecuada para su desarrollo. Según la empresa argentina YPF⁷ “A comienzos de los años 70, por iniciativa del gobierno de Estados Unidos, se asocian operadores privados, el Departamento de Energía de Estados Unidos y el Gas Research Institute para potenciar el desarrollo de tecnologías que permitan la producción comercial de gas de formaciones de shale”, dicha asociación fue la que impulsó el desarrollo sostenido de las tecnologías que se utilizan hoy en día para la producción de las lutitas.

⁵ HUGHES, David. Drill, Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance?. En: Post Carbon Institute. [Sitio Web]. 2013. [Consultado el 11, Mayo, 2016]. p. 54, Disponible en: <http://www.postcarbon.org/reports/DBD-report-FINAL.pdf>

⁶ BERTINAT, Pablo; D'ELIA, Eduardo; OBSERVATORIO PETROLERO SUR; OCHANDIO, Roberto; SVAMPA, Maristella; VIALE, Enrique. Fracking e impactos ambientales y socio-sanitarios. En: 20 Mitos y Realidades Del Fracking. Reimpresión 1. ed. Buenos Aires: El Colectivo, 2014. p. 98 ISBN 978-987-1497-69-0.

⁷ ENERGÍA YPF. ¿Qué Son Los Yacimientos no Convencionales?. [Sitio Web]. Argentina. 24, Febrero, 2014. [Consultado el 11, Mayo, 2016]. Disponible en: <http://www.ypf.com/energiaypf/Novedades/Paginas/Que-son-los-yacimientos-no-convencionales.aspx>

Como se muestra en la tabla 1, las estimaciones realizadas por el informe de la EIA indican reservas técnicamente recuperables de 345 billones de barriles de shale oil y cerca de 7299 trillones de pies cúbicos de shale gas a escala global.

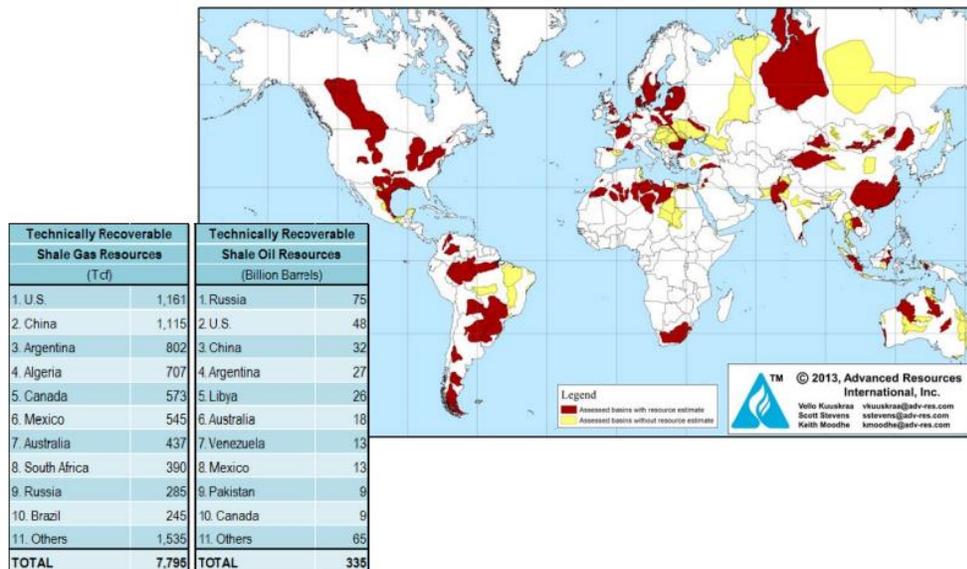
Tabla 1. Reporte Potencial Yacimientos no convencionales a nivel mundial

| Reporte EIA | Valor al 2013 |
|--|---------------|
| Número de Países | 41 |
| Número de Cuencas | 95 |
| Número de Formaciones | 137 |
| Reservas Técnicamente Recuperables (incluyendo EEUU) | |
| Shale gas (TCF) | 7299 |
| Shale Oil/Tight Oil (Billones de barriles) | 345 |

Fuente: EIA – U.S Energy Administration Information. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. Disponible en: www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/, 2015.

La Imagen 3 muestra un grupo de las formaciones de shale más prospectivas en 41 países que muestran un nivel de promesa relativamente a corto plazo y que tienen la cantidad de datos geológicos suficientes para evaluación de recursos. Se pueden evidenciar la ubicación de estas cuencas y las regiones analizadas; las zonas de color rojo representan la ubicación de las cuencas con formaciones de shale oil y shale gas que proporcionaron recursos técnicos recuperables, es importante notar que las posibles formaciones de lutita rara vez cubren toda una cuenca. Las zonas naranjas representan la ubicación de las cuencas que fueron revisadas, pero no proporcionaron estimaciones de recursos por la falta de datos necesarios para llevar a cabo la evaluación de la formación. Las zonas de color blanco no han sido evaluadas en el informe de la EIA.

Imagen 3. Mapa de cuencas con formaciones evaluadas de shale oil y shale gas



Fuente: EIA – U.S Energy Administration Information. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. Disponible en: www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/, 2015

Como lo indica Jódar⁸, la abundancia de reservas no convencionales son importantes en comparación con las de cualquier otro recurso extractivo, ya que la disposición de estas formaciones representa más del 60% de las rocas sedimentarias a nivel global. Es evidente la distribución igualitaria de los yacimientos no convencionales, condición que puede ser importante en el desarrollo de las economías nacionales al disminuir la dependencia energética de algunas naciones, siempre que cuenten con la tecnología necesaria para su explotación.

Los países con mayores recursos provenientes de shale oil y shale gas, se listan en la tabla 2 y 3.

Tabla 2. Top 10 de países con recursos recuperables de oil shale

| Ranking | País | Shale Oil (Billones de barriles) |
|---------|----------------|----------------------------------|
| 1 | Rusia | 75 |
| 2 | Estados Unidos | 58 (48)* |
| 3 | China | 32 |
| 4 | Argentina | 27 |
| 5 | Libia | 26 |
| 6 | Australia | 18 |
| 7 | Venezuela | 13 |
| 8 | México | 13 |
| 9 | Pakistán | 9 |
| 10 | Canadá | 9 |
| | Total | 345 (335)* |

Fuente: EIA – U.S Energy Administration Information. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. Disponible en: www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/, 2015

*Dato corregido estimado por EIA/ARI

Tabla 3. Top 10 de países con recursos recuperables de gas shale

| Ranking | País | Shale Gas (Trillones de Pies Cúbicos) |
|---------|----------------|---------------------------------------|
| 1 | China | 1115 |
| 2 | Argentina | 802 |
| 3 | Argelia | 707 |
| 4 | Estados Unidos | 665 (1161)* |
| 5 | Canadá | 573 |
| 6 | México | 545 |
| 7 | Australia | 437 |
| 8 | Sur África | 390 |
| 9 | Rusia | 285 |
| 10 | Brasil | 245 |
| | Total | 7299 (7795)* |

Fuente: EIA – U.S Energy Administration Information. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. Disponible en: www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/, 2015

⁸ JÓDAR ABELLÁN, Antonio. Recursos no convencionales susceptibles de ser explotados mediante fracking. Trabajo de grado en Ciencias Ambientales. Universidad de Murcia. Facultad de Biología. Murcia. 2014. p. 51.

Al momento de considerar las implicaciones del mercado provenientes de los abundantes recursos de yacimientos no convencionales, específicamente lutitas, es importante distinguir entre un recurso técnicamente recuperable (reportado en los valores anteriores) y un recurso económicamente recuperable. Los recursos técnicamente recuperables representan los volúmenes de petróleo y gas natural que se pudieran producir con la tecnología actual, independientemente de los precios del petróleo y gas natural y los costos de producción; mientras que los recursos económicamente recuperables representan los volúmenes que se pueden producir de manera rentable en las condiciones actuales del mercado. Según Kuuskraa⁹, La recuperación económica de los recursos de petróleo y gas depende de tres factores: los costos de perforación y terminación de pozos, la cantidad de petróleo o gas natural producido a partir de un pozo promedio durante su vida útil, y los precios recibidos por la producción de petróleo y gas. Las reservas de shale gas y shale oil se encuentran discriminados por continentes en las tablas 4 y 5.

Tabla 4. Reservas totales de shale gas por continentes

| Continente | Gas en sitio (TCF) | Gas técnicamente recuperable (TCF) |
|----------------------------------|--------------------|------------------------------------|
| América del Norte (Excluye EEUU) | 4647 | 1118 |
| Australia | 2046 | 437 |
| Latinoamérica | 6390 | 1431 |
| Europa | 4895 | 883 |
| África | 6664 | 1361 |
| Asia | 6495 | 1403 |
| Subtotal | 31138 | 6634 |
| Estados Unidos | 4644 | 1161 |
| Total | 35782 | 7795 |

Fuente: EIA – U.S Energy Administration Information. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. Disponible en: www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/, 2015

Tabla 5. Reservas totales de shale oil por continentes

| Continente | Petróleo en sitio (Billones de Barriles) | Petróleo técnicamente recuperable (Billones de Barriles) |
|----------------------------------|--|--|
| América del Norte (Excluye EEUU) | 437 | 21.9 |
| Australia | 403 | 17.5 |
| Latinoamérica | 1152 | 59.7 |
| Continente | Petróleo en sitio (Billones de Barriles) | Petróleo técnicamente recuperable (Billones de Barriles) |
| Europa | 1551 | 88.6 |

⁹ KUUSKRAA, Vello; STEVENS, Scott; World Shale Gas and Oil Resources Assessment, En: Advanced Resources International. [Sitio Web]. Junio, 2013. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: www.adv-res.com/pdf/A_EIA_ARI_2013%20World%20Shale%20Gas%20and%20Shale%20Oil%20Resource%20Assesment.pdf

Tabla 6. Continuación

| Continentes | Petróleo en sitio (Billones de Barriles) | Petróleo técnicamente recuperable (Billones de Barriles) |
|-----------------|--|--|
| África | 882 | 38.1 |
| Asia | 1375 | 61.1 |
| Subtotal | 5799 | 286.9 |
| Estados Unidos | 954 | 47.7 |
| Total | 6753 | 334.6 |

Fuente: EIA – U.S Energy Administration Information. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. Disponible en: www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/, 2015

La información expuesta correspondiente a las reservas totales de shale oil y shale gas por país, se encuentra en el Anexo A.

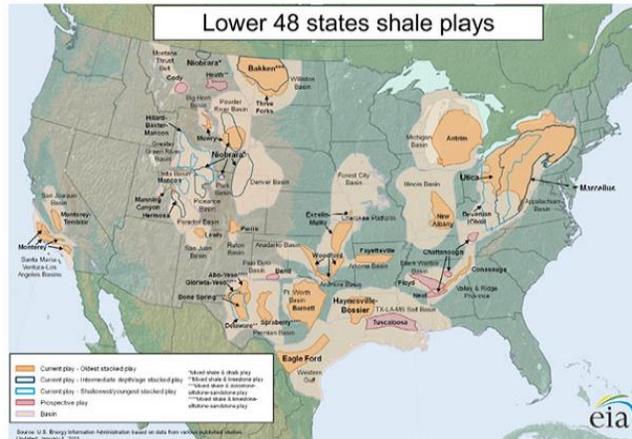
1.3.1 América

En **Estados Unidos** el uso de tecnologías de perforación horizontal y de fractura hidráulica ha ampliado la capacidad de los productores para producir de manera rentable petróleo y gas provenientes de formaciones geológicas de baja permeabilidad. La aplicación de técnicas de fractura para estimular pozos de petróleo y gas empezó a crecer en la década de 1950, aunque la experimentación data del siglo XIX. La perforación horizontal para la producción de petróleo comenzó en 1980, momento en el cual la mejora tecnológica para procesos técnicos de explotación y producción proporcionó ventajas en términos de viabilidad comercial de los procesos.

La producción a gran escala de shale gas se produjo hasta la década de los 2000, cuando la producción de gas lutítico se convirtió en una realidad comercial en la formación Barnett, que para el año 2005 ya producía casi medio billón de pies cúbicos por año de gas natural. El país comenzó a aumentar su confianza en su capacidad de producción comercial rentable de gas natural en el shale Barnett, por lo que se comenzó la explotación de formaciones como las lutitas Fayetteville en el norte de Arkansas, Haynesville, Marcellus, Woodford, y Eagle Ford.

La disposición de las formaciones de gas shale y oil shale se observa en la figura 4.

Imagen 4. Cuencas de gas shale y oil shale en Estados Unidos



Fuente: AIE U.S. Energy Information Administration, Shale in the United States, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2016

Sieminski¹⁰, estima en AEO2016 que para el 2014 se están produciendo cerca de 12.3 TCF provenientes de formaciones de gas shale y tight oil, cerca del 48% de la producción total nacional de gas.

La proliferación de la actividad de perforación en las 48 lutitas ha incrementado la producción de gas natural en los Estados Unidos de 0,3 billones de pies cúbicos en 2000 a 9,6 billones de pies cúbicos en 2012 (40% de la producción de gas natural nacional), como lo cita Kuuskraa¹¹. Las reservas de gas natural lutítico se incrementaron a 94,4 billones de pies cúbicos a finales del año 2010, cuando igualaron el 31% del total de las reservas de gas natural a nivel mundial. De acuerdo a las estimaciones realizadas por la EIA, los recursos de gas natural técnicamente recuperables es de 637 TCF –constituyendo el 27% de los recursos presentados en la revisión anual de energía 2013 (AEO2013).

En la estimación de los recursos no convencionales a ser explotados por fracking se consigna que en Estados Unidos la exploración y producción de gas de lutita se halla absolutamente consolidada, siendo un proceso viable desde el punto de vista técnico, económico y medioambiental; la aplicación del fracking se ha desarrollado en más de treinta Estados como Ohio, Arkansas, Louisiana u Oklahoma, datan

¹⁰ SIEMINSKI, Adam. International Energy Outlook. En: Energy Information Administration EIA. [Sitio Web]. 2016. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: https://www.eia.gov/forecasts/aeo/tables_ref.cfm

¹¹ KUUSKRAA, Vello; STEVENS, Scott; World Shale Gas and Oil Resources Assessment, En: Advanced Resources International. [Sitio Web]. Junio, 2013. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: www.advres.com/pdf/A_EIA_ARI_2013%20World%20Shale%20Gas%20and%20Shale%20Oil%20Resource%20Assessment.pdf

incluso en la década del noventa con producciones comerciales en Texas y Pensilvania.

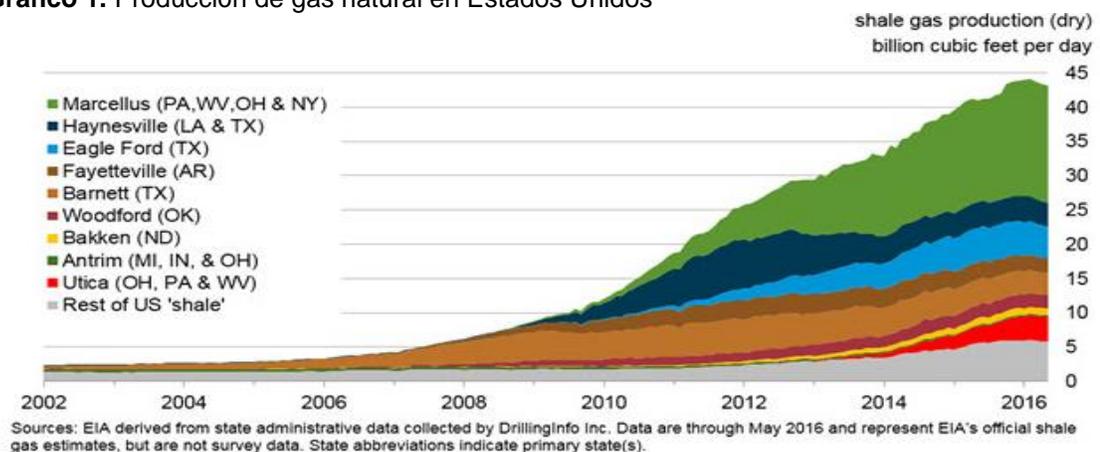
Las exploraciones más antiguas se extienden en torno a la cordillera de los Apalaches son; 1981 la firma Mitchell Energy perforó el primer pozo en la formación de gas no convencional denominada Barnett, se trata de un yacimiento de lutita negra con un gas carbonífero de 12000 km² de superficie y dos km de profundidad que se extiende por 17 condados de la cuenca de Fort Worth (Texas). En 1986 se realizó por primera vez el fracking a gran escala en la formación. Actualmente dicha cuenca abastece cerca del 7% del gas natural nacional, su evolución fue progresiva de la mano del desarrollo tecnológico por el que pasó la técnica de la hidrofractura.

La formación Marcellus posee una extensión de 246000 km². Situada a unos dos km de profundidad bajo los montes Apalaches, se extiende desde el suroeste de Nueva York, a través de Pensilvania, hasta el oeste de Maryland, West Virginia y el este de Ohio. La viabilidad de esta formación se encuentra directamente ligada con la estimulación hidráulica que permite obtener volúmenes económicamente rentables.

Entre las formaciones geológicas que fueron explotadas con anterioridad se encuentran Fayetteville, Haynesville, Woodford, Antrim, New Albany, Lewis, Eagle Ford, Utica, Monterrey y Bakken. Concretamente de las cuencas en explotación con fracking, en 2013, se consideraron las más productivas la formación Bakken en Dakota del Norte, Eagle Ford al oeste de Texas y el yacimiento Monterrey (California).

El auge del fracking en Estados Unidos, lo convirtió para el 2014 en el mayor productor mundial de petróleo y gas proveniente de yacimientos no convencionales, en el gráfico 1 se observa la producción actualizada de hidrocarburo.

Gráfico 1. Producción de gas natural en Estados Unidos



Fuente: U.S. Energy Information Administration, Shale in the United States, 2016

Según un artículo publicado por la cadena periodística ABC¹², se estima que para el año 2035, Estados Unidos encabezará la lista de los países productores de petróleo, desplazando los niveles de producción de Arabia Saudita, logrando la autosuficiencia energética lo que significará un gran avance en la economía y política Norteamericana. En el reporte AEO2016, Sieminski¹³ se prevé que la producción proveniente de gas shale y tight oil crezca de 14 TCF en 2015 a 29 TCF en 2040, alcanzando el 69% de la producción total de gas natural.

EIA¹⁴ estima que Estados Unidos posee 610 TCF TRR provenientes de recursos de gas shale y 59 billones de barriles de recursos TRR provenientes de tight oil. Como resultado, los Estados Unidos se encuentran en segundo lugar, después de Rusia en términos de reservas de oil shale, y se encuentra en cuarto lugar, después de China, Argentina y Algeria en reservas de gas shale.

Según cifras reportadas por la CIA¹⁵, Estados Unidos se encuentra segundo puesto en la lista de países productores de gas natural, con una producción al 2014 de 728,2 billones de metros cúbicos de los cuales exporta 42.73 billones de metros cúbicos.

Canadá posee un amplio e importante volumen de recursos provenientes yacimientos de baja permeabilidad, como se observa en la imagen 5.

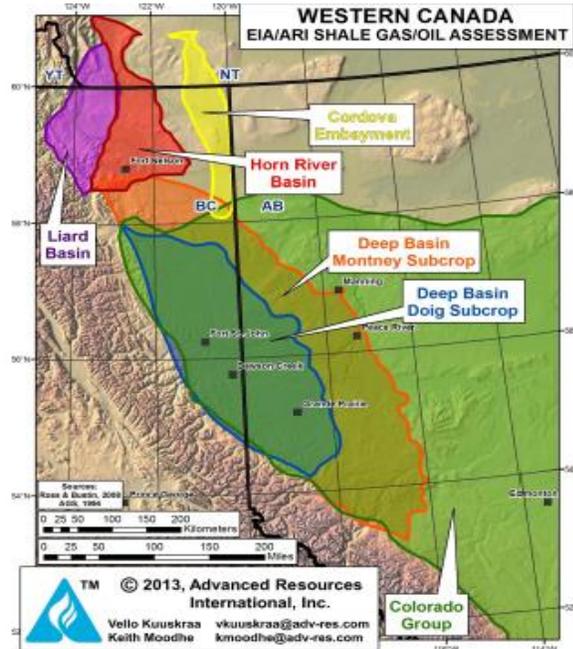
¹² BLASCO, Emili. EEUU se acerca a la independencia energética gracias al "fracking". En: ABC. [Sitio Web]. Washington D.C. 25, Febrero, 2014. [Consultado el 11, Julio, 2016]. Disponible en: <http://www.abc.es/economia/20140224/abci-eeuu-independencia-energetica-fracking-201402241322.html>.

¹³ SIEMINSKI, Adam. International Energy Outlook. En: Energy Information Administration EIA. [Sitio Web]. 2016. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: https://www.eia.gov/forecasts/aeo/tables_ref.cfm

¹⁴ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Shale in the United States. En: US Energy Information Administration EIA. [Sitio Web]. 15, Mayo, 2016. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: https://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm

¹⁵ CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY CIA. The World Fact Book - Natural Gas Production. En: Central Intelligence Agency CIA. [Sitio Web]. 2015. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2249rank.html>

Imagen 5. Cuencas de gas shale y oil shale en el este de Canadá



Fuente: ARI-Advanced Resources International, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013

Las cuencas de lutitas más importantes de Canadá, incluyen:

- Horn River, Cordova Embayment y la cuenca Liard (ubicadas en British Columbia y los territorios nororientales de Canadá).
- Las numerosas formaciones de gas shale y oil shale en Alberta, tales como Banff / Exshaw, Duvernay, Nordegg, Muskwa y el Grupo de Colorado;
- La cuenca Williston Bakken en Saskatchewan y Manitoba.
- La lutita Utica en Quebec y el shale Horton Bluff en Nueva Escocia.

Según AIE y ARI, se estima que el total de shale gas en sitio en Canadá es de 2413 TCF con 573 TCF de volumen técnicamente recuperable, así mismo cuenta con un volumen de oil shale de 162 billones de barriles y 8.8 billones de barriles técnicamente recuperables, la tabla 6 muestra una tabulación regional más profunda de los recursos de lutitas en Canadá. Es importante tener en cuenta que a medida que se perforan nuevos pozos se obtiene más información sobre las formaciones emergentes, por lo que los volúmenes cambiarán.

Tabla 7. Recursos de gas shale y oil shale en Canadá

| Region | Basin / Formation | Risky Resource In-Place | | Risky Technically Recoverable Resource | |
|--|----------------------------------|------------------------------|-------------------|--|-------------------|
| | | Oil/Condensate (Million bbl) | Natural Gas (Tcf) | Oil/Condensate (Million bbl) | Natural Gas (Tcf) |
| British Columbia / Northwest Territories | Horn River (Muskwa / Otter Park) | - | 375.7 | - | 93.9 |
| | Horn River (Evie / Klua) | - | 154.2 | - | 38.5 |
| | Cordova (Muskwa / Otter Park) | - | 81.0 | - | 20.3 |
| | Liard (Lower Besa River) | - | 526.3 | - | 157.9 |
| | Deep (Doig Phosphate) | - | 100.7 | - | 25.2 |
| | Sub-Total | - | 1,237.8 | - | 335.8 |
| Alberta | Alberta (Banff / Exshaw) | 10,500 | 5.1 | 320 | 0.3 |
| | E/W Shale (Duvernay) | 66,800 | 482.6 | 4,010 | 113.0 |
| | Deep Basin (Nordegg) | 19,800 | 72.0 | 790 | 13.3 |
| | N.W. Alberta (Muskwa) | 42,400 | 141.7 | 2,120 | 31.1 |
| | S. Alberta (Colorado) | - | 285.6 | - | 42.8 |
| | Sub-Total | 139,500 | 987.1 | 7,240 | 200.5 |
| Saskatchewan / Manitoba | Williston (Bakken) | 22,500 | 16.0 | 1,600 | 2.2 |
| Quebec | App. Fold Belt (Utica) | - | 155.3 | - | 31.1 |
| Nova Scotia | Windsor (Horton Bluff) | - | 17.0 | - | 3.4 |
| | Total | 162,000 | 2,413.2 | 8,840 | 572.9 |

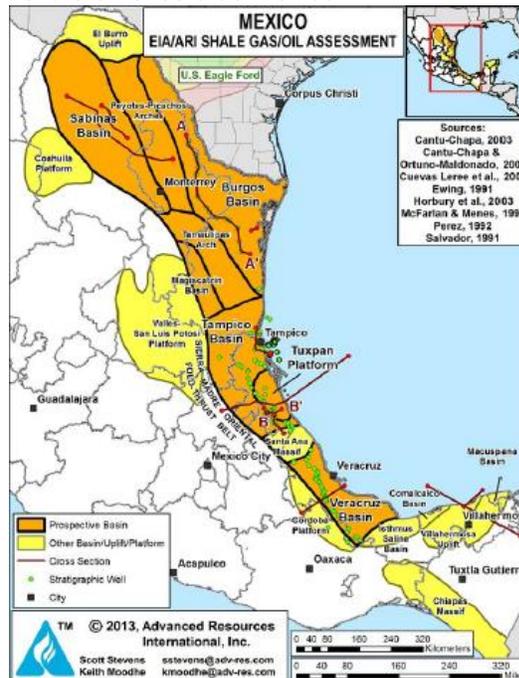
Fuente: EIA – U.S Energy Administration Information. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. Disponible en: www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/, 2015

En Canadá se han perforado más de 500,000 pozos de petróleo y gas natural, gracias al desarrollo de la tecnología que hace que los costes de aplicación de la técnica sean significativamente bajos; aunque solamente el 5% del gas natural producido corresponde a los no convencionales. Según cifras reportadas por la CIA¹⁶, Canadá resulta ser el quinto país productor de gas natural con una producción de 151.2 billones de metros cúbicos de los cuales exporta 77.96 billones de metros cúbicos.

México incluyó entre las prioridades de su plan energético nacional el desarrollo de los yacimientos no convencionales y se proyecta producirlo comercialmente. Concretamente, el creciente interés de México por el desarrollo del gas no convencional estuvo condicionado por la valoración favorable que la Agencia Norteamericana EIA hizo en 2011, aumentando las reservas de gas natural con las que contaba este país y que junto con las reservas de gas no convencional de Estados Unidos y Canadá suponen un 23% de las mismas a nivel global. Lo que supondría no solamente un ingreso para el país sino que cambiaría su condición de importador activo de este recurso. Como se observa en la imagen 5.

¹⁶ CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY CIA. The World Fact Book - Natural Gas Production. En: Central Intelligence Agency CIA. [Sitio Web]. 2015. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2249rank.html>

Imagen 6. Cuencas de gas shale y oil shale en el este de México



Fuente: ARI-Advanced Resources International, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013

Los recursos de lutitas técnicamente recuperables, estimados en 545 TCF y 13.1 billones de barriles de petróleo, son potencialmente más extensos que las reservas probadas en el territorio nacional. La formación más documentada es la Eagle Ford en la cuenca Burgos donde los volúmenes de petróleo y gas se extienden desde el sur de Texas hasta el norte de México y tiene unas reservas estimadas de 343 TCF y 6.3 billones de barriles técnicamente recuperables.

La geología en la cuenca del Golfo de México Continental resulta ser compleja y el desarrollo de formaciones de lutitas es incierto. La cuenca Sabinas tiene un estimado de 124 TCF, pero se encuentra fallada y plegada. Estructuralmente, México cuenta con cuencas más favorables, como Tampico, Tuxpan y Veracruz que cuentan con 28 TCF y 6.8 billones de barriles técnicamente recuperables.

El potencial de desarrollo en México para las formaciones de lutitas de interés puede ser obstaculizado por numerosos factores, incluyendo los valores de inversión para la infraestructura de explotación, la naciente capacidad del sector de servicios local, y las preocupaciones públicas de seguridad en las áreas de influencia de las formaciones de interés, como lo indica Kuuskraa¹⁷. (Anexo B)

¹⁷ KUUSKRAA, Vello; STEVENS, Scott; World Shale Gas and Oil Resources Assessment, En: Advanced Resources International. [Sitio Web]. Junio, 2013. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: www.adv-res.com/pdf/A_EIA_ARI_2013%20World%20Shale%20Gas%20and%20Shale%20Oil%20Resource%20Assesment.pdf

PEMEX identificó 200 formaciones de shale gas en 5 provincias geológicas es el este de México entre las que se encuentran

- Región Chihuahua.
- Región Sabinas Burro-Picacho
- Cuenca Burgos
- Tampico-Mislanta
- Veracruz

Según cifras reportadas por la CIA¹⁸, México se encuentra en el puesto 19 en la lista de países productores de gas natural, con una producción al 2014 de 45.4 billones de metros cúbicos de los cuales exporta 172 millones de metros cúbicos.

A pesar de que algunas de estas áreas cuentan con una geología favorable, México enfrenta grandes obstáculos al desarrollo de yacimientos no convencionales. La exploración y explotación de hidrocarburos en el país está cerrada en gran parte a la inversión extranjera, ninguna de las formaciones descubiertas en EEUU se encuentra activa en México, y los servicios de pozo para el desarrollo del shale son significativamente más costosos que en EEUU y Canadá.

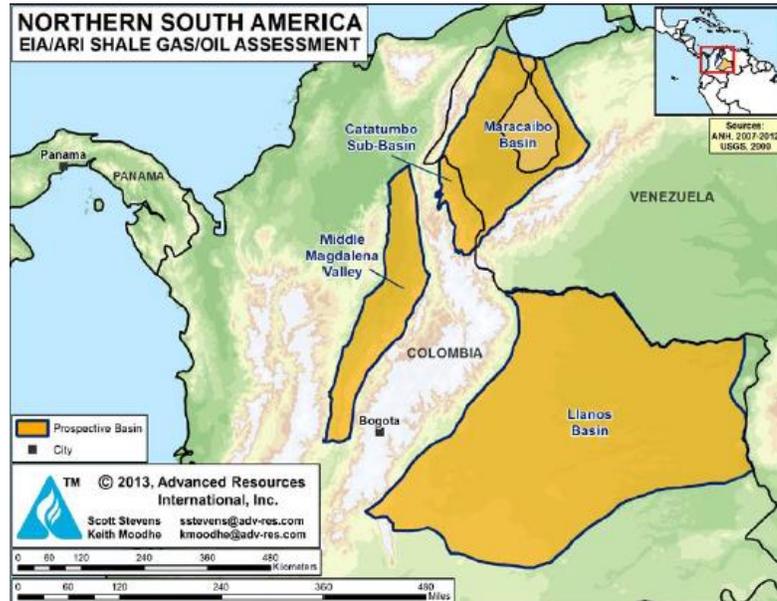
Los países contemplados en **la zona norte de Latinoamérica**, Colombia y Venezuela, tienen una capacidad importante en el desarrollo de yacimientos no convencionales basado en la existencia de tres formaciones principales de gas shale y oil shale, una de ellas compartida por ambos países.

- Valle Medio del Magdalena en Colombia.
- Cuenca de los Llanos en Colombia.
- Cuenca Maracaibo/Catatumbo en Venezuela y Colombia.

La disposición de las cuencas de interés se encuentra en la imagen 6.

¹⁸ CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY CIA. The World Fact Book - Natural Gas Production. En: Central Intelligence Agency CIA. [Sitio Web]. 2015. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2249rank.html>

Imagen 7. Cuencas de gas shale y oil shale la zona norte de Latinoamérica



Fuente: ARI-Advanced Resources International, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013

Los TRR estimados en esta región, de acuerdo con Kuuskraa¹⁹, son de 222 TCF y 20.2 billones de barriles, de los cuales Colombia cuenta con 55 TCF y 6.8 billones de barriles y Venezuela con 167 TCF y 13.4 billones de barriles, este país puede tener un mayor potencial pero no se ha estimado por la falta de datos.

Colombia y Venezuela tienen un gran potencial para la explotación de lutitas de petróleo y gas, sin embargo, Colombia tiene un camino más claro para el desarrollo de este tipo de yacimientos actualmente, basado en los resultados de las perforaciones iniciales realizadas por compañías como ConocoPhillips, ExxonMobil y Shell.

La ANH regula la exploración y desarrollo del sector de hidrocarburos en Colombia, el contrato modelo para yacimientos no convencionales es de 8 años de exploración y 24 años de explotación (se incluyen términos preferenciales para inversión en proyectos de gas shale, que incluyen reducciones de 40% en regalías y altos precios del crudo). En el 2011, la Universidad Nacional de Colombia realizó un estudio para la ANH, donde se estimó un total de 33 TCF de recurso potencial en la Cordillera Oriental, los Llanos Orientales, y las regiones de Caguán-Putumayo.

La ANH dirigió en el 2012 la primera ronda de adjudicación de bloques de yacimientos no convencionales (Gas shale) con un total de 7 bloques asignados,

¹⁹ KUUSKRAA, Vello; STEVENS, Scott; World Shale Gas and Oil Resources Assessment, En: Advanced Resources International. [Sitio Web]. Junio, 2013. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: www.adv-res.com/pdf/A_EIA_ARI_2013%20World%20Shale%20Gas%20and%20Shale%20Oil%20Resource%20Assessment.pdf

seguida de la ronda 2014, en donde se adjudicaron la totalidad de 18 bloques, como se observa en el cuadro 1 y 2.

Cuadro 1. Bloques iniciales Adjudicados para la exploración de YNC en Colombia (2012)

| TIPO | CONTRATO | PROCESO COMPETITIVO |
|------|----------|--------------------------|
| E&P | CAT3 | Ronda Colombia 2012 |
| E&P | COR62 | Ronda Colombia 2012 |
| E&P | LA LOMA | Contratación Directa E&P |
| E&P | VMM 16 | Ronda Colombia 2012 |
| E&P | VMM 29 | Ronda Colombia 2012 |
| E&P | VMM 5 | Ronda Colombia 2012 |
| E&P | VMM 9 | Ronda Colombia 2012 |

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Yacimientos No Convencionales. 2015. Disponible en: [www.anh.gov.co/Seguridad-comunidades-y-medio-ambiente/Estrategia%20Ambiental/Proyectos/Yacimientos-no convencionales/Paginas/default.aspx](http://www.anh.gov.co/Seguridad-comunidades-y-medio-ambiente/Estrategia%20Ambiental/Proyectos/Yacimientos-no%20convencionales/Paginas/default.aspx).

Cuadro 2. Bloques adjudicados para la exploración de YNC en Colombia (2014)

| TIERRA ID | BLOQUE | AREA (Ha) | CUENCA | TIPO AREA | SUPERFICIE |
|-----------|--------|-------------|--------|-------------------|-------------|
| 3377 | COR 49 | 143633,793 | COR | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |
| 3376 | COR 66 | 89941,61623 | COR | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |
| 3379 | COR 52 | 131376,1703 | COR | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |
| 3432 | VMM 40 | 90237,19102 | VMM | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |
| 3382 | COR 61 | 38669,52436 | COR | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |
| 3378 | COR 51 | 153022,6556 | COR | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |
| 3380 | COR 53 | 144213,2631 | COR | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |
| 3375 | COR 47 | 97657,61136 | COR | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |
| 3372 | COR 64 | 104077,9476 | COR | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |
| 3381 | COR 54 | 39510,41356 | COR | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |
| 3434 | VMM 9 | 61679,14442 | VMM | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |
| 3436 | VSM 6 | 62004,7666 | VSM | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |
| 3383 | COR 8 | 44148,78403 | COR | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |
| 3384 | COR 9 | 33501,87107 | COR | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |
| 3417 | SN 17 | 127221,1713 | SIN SJ | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |
| 3437 | VSM 8 | 41602,34708 | VSM | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |
| 3373 | COR 65 | 91596,45213 | COR | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |
| 3374 | COR 42 | 59893,89139 | COR | RONDA 2014 TIPO 2 | CONTINENTAL |

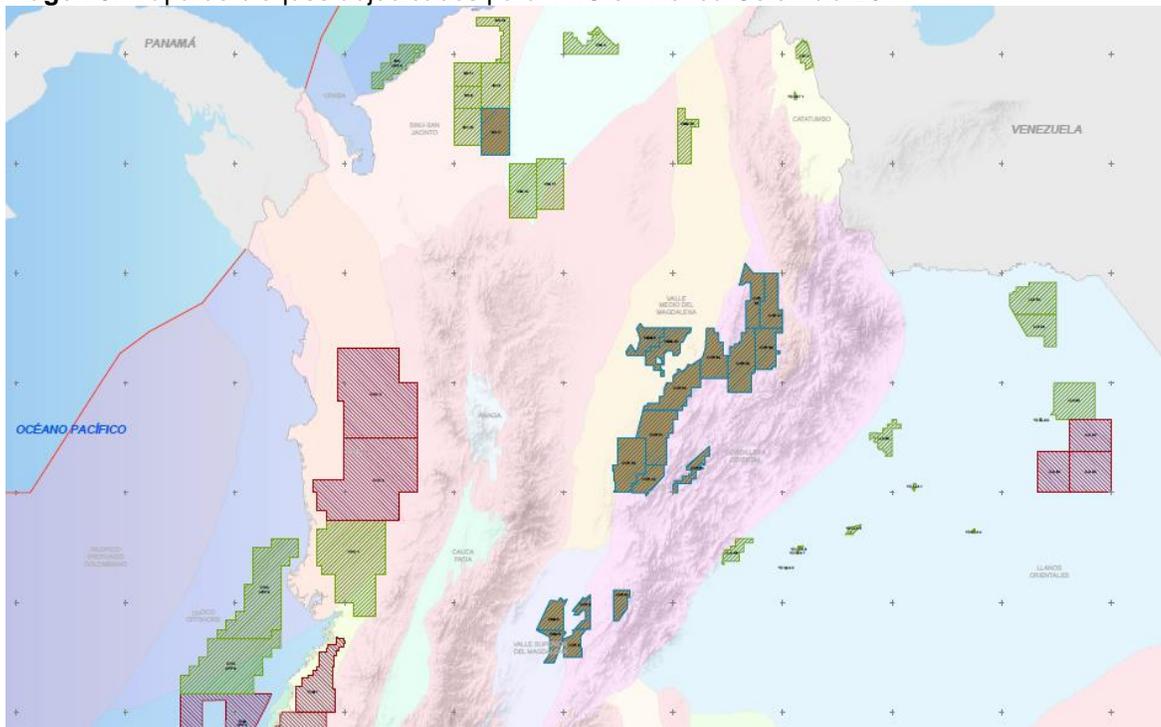
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Yacimientos No Convencionales. 2015. Disponible en: www.controlz.com.co/rondacolombia2014/index.php/3-mapas

De acuerdo a la ANH²⁰ para la ronda 2012, “en total existen 7 contratos firmados a la fecha para la Exploración y Producción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales y la inversión estimada en este tipo de yacimientos es de 1 Billón de Dólares”, la inversión después de la ronda 2014 aún no ha sido especificada por la ANH.

²⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. Resultados, Retos y Estrategias de Crecimiento del Sector de Hidrocarburos. En: Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH. [Sitio Web]. 2015. [Consultado el 26, Julio, 2016]. Disponible en: www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/.../EY%20-%20ANH.ppt.

La imagen 7 muestra la disposición de las áreas asignadas en la ronda Colombia 2014, los bloques naranjas con achurado azul corresponden a los yacimientos no convencionales.

Imagen 8. Mapa de bloques adjudicados para YNC en Ronda Colombia 2014



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Yacimientos No Convencionales. 2015. Disponible en: <http://www.controlz.com.co/rondacolombia2014/index.php/3-mapas>

Ver anexo B.

Al contrario del caso Colombiano, Venezuela aún no han definido los términos para las actividades exploración de este tipo de yacimientos.

Según cifras reportadas por la CIA²¹, Colombia se encuentra puesto 43 en la lista de países productores de gas natural, con una producción al 2014 de 10,2 billones de metros cúbicos de los cuales exporta 2,591 billones de metros cúbicos. Mientras que Venezuela se encuentra puesto 49, con una producción al 2014 de 21,88 billones de metros cúbicos de los cuales no exporta ningún volumen.

Por su parte, **Argentina** posee un recurso de gas shale y oil shale de clase mundial –posiblemente el más grande después de EEUU-, además de tres

²¹ CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY CIA. The World Fact Book - Natural Gas Production. En: Central Intelligence Agency CIA. [Sitio Web]. 2015. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2249rank.html>

formaciones potenciales que aún no han sido estudiadas a profundidad como se observa en la imagen 8.

Imagen 9. Cuencas de gas shale y oil shale en Argentina



Fuente: ARI-Advanced Resources International, 2013

Se han puesto en marcha importantes programas de exploración y producción desde etapas tempranas en la cuenca Neuquén, por parte de empresas como Apache, EOG, ExxonMobil, TOTAL, YPF, entre otras. El delgado shale depositado en la formación los Molles y Vaca Muerta se han probado por más de 50 pozos, todos con resultados positivos, de acuerdo al informe realizado por Kuuskraa²².

Las lutitas ubicadas en la cuenca de Golfo de San Jorge y la cuenca Austral tienen un gran potencial en el sur del país, además de la cuenca Parana en el norte. Argentina tiene un estimado de 802 TCF TRR de 3244 TCF presentes in situ, y de 480 billones de barriles de petróleo in situ, cuenta con 27 billones de barriles TRR. (Anexo B).

Las cuencas más importantes en Argentina son:

- Cuenca Neuquen, es la más importante de explotación de lutita en este país, la mayoría de los pozos perforados en esta formación desde 2050 indican un importante potencial de este recurso.

²² KUUSKRAA, Vello; STEVENS, Scott; World Shale Gas and Oil Resources Assessment, En: Advanced Resources International. [Sitio Web]. Junio, 2013. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: www.adv-res.com/pdf/A_EIA_ARI_2013%20World%20Shale%20Gas%20and%20Shale%20Oil%20Resource%20Assessment.pdf

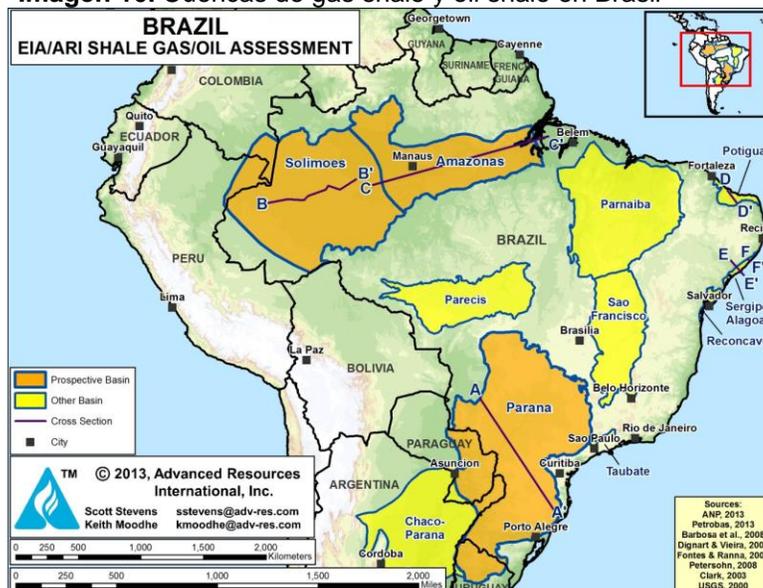
- Cuenca Golfo de San Jorge, se encuentra poco probada, pero prospectiva, principalmente en gas natural y con estructuras geológicas sencillas.
- Cuenca Austral, conocida como la cuenca Magallanes en Chile.
- Cuenca Paraná, se encuentra más extensa en Brasil y Paraguay.

Según cifras reportadas por la CIA, Argentina se encuentra puesto 25 en la lista de países productores de gas natural, con una producción al 2014 de 36.89 billones de metros cúbicos de los cuales exporta 100 millones de metros cúbicos.

Mientras que **Brasil** posee sus reservas de hidrocarburos más prolíficas costa afuera, el país cuenta con cerca de 18 grandes cuencas costa adentro, de las cuales tres de ellas cuentan con información geológica suficiente para estimar su potencial para producción de petróleo y gas de lutita. La disposición de estas cuencas se observa en la imagen 9 y se listan a continuación.

- Cuenca Paraná
- Cuenca Solimões
- Cuenca Amazonas

Imagen 10. Cuencas de gas shale y oil shale en Brasil



Fuente: ARI-Advanced Resources International, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013

Las reservas de Brasil en las cuencas de Paraná, Solimões y Amazonas se estiman en 245 TCF y 5.4 billones de barriles TRR. (Anexo B).

Hasta la fecha, no se han anunciado proyectos de exploración o explotación de las formaciones de shale en Brasil, razón por la cual la información geológica de este tipo de recursos es escasa. La Agencia Nacional de Petróleo y Gas (ANP) de

Brasil ha llevado a cabo algunos proyectos de exploración, en su mayoría de estudios gravitatorios y magnéticos con un mínimo de perforación de pozos, en cuatro cuencas importantes: Amazonas, Paraná, Parnaíba, y parte en Sao Francisco. Recientemente ANP estimó unas reservas de 208 TCF de gas natural, basado en una analogía de las cuencas Parnaíba, Parecis y Recôncavo, con la formación Barnett en la cuenca Fort Worth en Texas. La compañía nacional de petróleos Petrobras, perforó recientemente un pozo de gas shale en Argentina, pero aún no anuncia planes de perforación en el territorio nacional.

Las aproximaciones realizadas por EIA/ARI se basan únicamente en las cuencas Paraná, Solimões y Amazonas, ya que son las únicas con las que se cuenta con información geológica suficiente para establecer su viabilidad comercial. Sin embargo posee otras seis cuencas potenciales, pero que aún no se conoce su sistema rocoso o no se ha estudiado por falta de información. Estas cuencas son Potiguar, Parnaíba, Parecis, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Sao Francisco, Taubaté, y Chaco- Paraná.

Según cifras reportadas por la CIA, Brasil se encuentra puesto 30 en la lista de países productores de gas natural, con una producción al 2014 de 21,08 billones de metros cúbicos de los cuales exporta 100 millones de metros cúbicos.

Países como **Bolivia, Chile, Paraguay y Uruguay** poseen áreas prospectivas de gas shale y oil shale en tres cuencas:

- Cuenca Paraná en Paraguay y Uruguay.
- Cuenca Chaco en Bolivia and Paraguay.
- Cuenca Magallanes en Chile, conocida también como la cuenca Austral en Argentina.

En la imagen 10 se observa la disposición de las cuencas, es importante aclarar que hay extensiones que dichas formaciones en Argentina y Brasil.

Imagen 11. Cuencas de gas shale y oil shale en Bolivia, Chile, Paraguay y Uruguay



Fuente: ARI-Advanced Resources International, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013

Los volúmenes TRR estimados en estos 4 países es de 162 TCF y 7.2 billones de barriles, por país se clasifican: Bolivia (36 TCF; 0.6 billones de barriles); Chile (49 TCF; 2.4 billones de barriles); Paraguay (75 TCF; 3.7 billones de barriles); y Uruguay (2 TCF 0.6 billones de barriles). Las licencias iniciales para la explotación de cuerpos de baja permeabilidad fueron expedidas en Paraguay y Uruguay. (Anexo B).

Dichos países latinoamericanos poseen grandes recursos potenciales gracias a las favorables disposiciones estructurales. La perforación exploratoria aún no ha empezado en el territorio, sin embargo las primeras licencias exploratorias en algunos países están en trámite.

Bolivia ha tenido inversión en el sector de petróleo y gas desde la nacionalización de 2006 por parte de los administradores YPF, al tiempo que el Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos establecen la política requerida para exploración en el sector de hidrocarburos.

Por su parte, según Arias²³, la Empresa Nacional de Petróleos de Chile (ENAP) anunció en la necesidad de empresas que exploraran bloques de shale gas, sin embargo a la fecha la explotación aún no se ha llevado a cabo por los temores que rondan la aplicación del fracking como estimulación de sus formaciones.

Paraguay no se considera un país productor de petróleo y gas, aunque las extensiones de sus cuencas en Argentina y Bolivia son prolíficas –Solamente se han perforado 2 pozos de hidrocarburos convencionales en los últimos 25 años-. Hoy por hoy, reportado en la cadena periodística ABC²⁴, se ha encontrado gas en la formación el Chaco, pero aún se requiere de la cuantificación exacta de esta reserva y la evaluación de su potencial como gas shale.

Uruguay no produce gas o petróleo, a pesar de la producción de la extensión de sus cuencas en Brasil y Argentina. ANCAP (Administración Nacional de Combustibles, Alcoholes y Portland), la compañía estatal de petróleo de Uruguay, los administradores de las licencias del sector de hidrocarburos, empresas como TOTAL, YPF, entre otras, se encuentran evaluando el potencial de producción de gas y petróleo en cuerpos de lutitas. Según Noguez²⁵, el país se encuentra interesado en el potencial evaluado de producción en yacimientos no convencionales.

La CIA, reporta que Paraguay y Uruguay se encuentran en los puestos 117 y 142, Chile alcanza el puesto 69, en la lista de países productores de gas natural con volúmenes bajos de producción y exportación de este recurso. En contraste, Bolivia alcanza el puesto 31 con una producción al 2014 de 20.8 billones de metros cúbicos de los cuales exporta 17.6 billones de metros cúbicos.

Ubicando las mayores acumulaciones de YNC en las cuencas de Estados Unidos, Canadá y Argentina (Anexo C.)

1.3.2 Asia

Rusia ha sido uno de los países con más potencial de producción de hidrocarburos en el mundo, situándose como primer país productor de gas natural en el mundo en los siglos XIX y XX, ahora pasa al segundo lugar después de

²³ ARIAS, Alejandro. Chile podría ser productor de Shale Gas... si logra superar sus inconvenientes. En: El Definido Chile. [Sitio Web]. 24, Julio, 2015. [Consultado el 30, Julio, 2016]. Disponible en: www.eldefinido.cl/actualidad/pais/2653/Chile_podr%C3%ADa_ser_productor_de_shale_gas_si_logra_superar_sus_inconvenientes/.

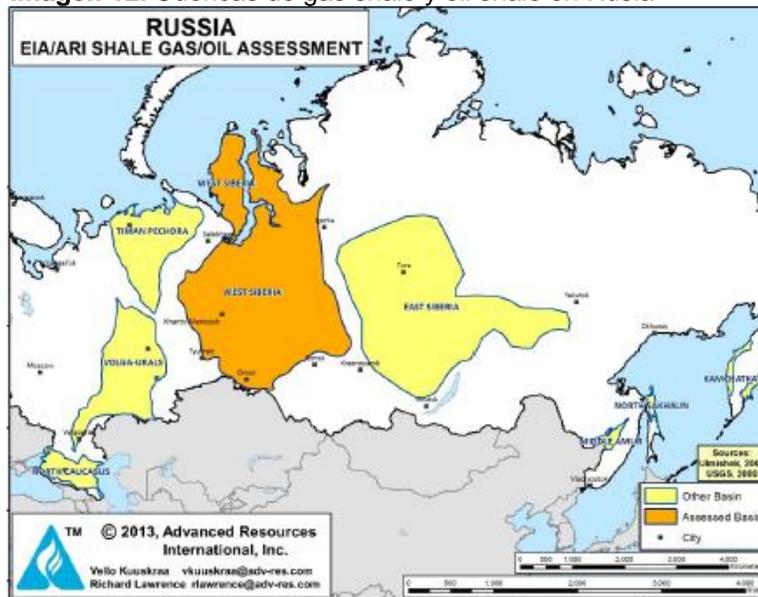
²⁴ ABC. Gas en el Chaco. EN: ABC Paraguay. [Sitio Web]. 24, Julio, 2015. [Consultado el 30, Julio, 2016]. Disponible en: <http://www.abc.com.py/multimedia/gas-en-el-chaco/>

²⁵ NOGUEZ, Miguel. Hay una perspectiva genial para Uruguay en petróleo. En: El País Uruguay. [Sitio Web]. 24, Julio, 2015. [Consultado el 30, Julio, 2016]. Disponible en: <http://www.elpais.com.uy/economia/noticias/hay-perspectiva-genial-uruguay-petroleo.html>.

EEUU, con una producción de 578,7 billones de metros cúbicos de los cuales exporta 201,9 billones de metros cúbicos al 2014 –después del boom de la explotación de recursos no convencionales mediante fracturamiento hidráulico en el país Norteamericano²⁶-.

Las evaluaciones de petróleo y gas no convencional se centraron en la cuenca de Bazhenov en Siberia Occidental que con 2201489,9 km² es la cuenca petrolífera con mayor superficie del mundo, junto con la cuenca Timan Penchora, que posee una superficie terrestre de unos 315.978,5 km² en el Círculo Polar Ártico. Las cuencas de interés se encuentran en la imagen 12.

Imagen 12. Cuencas de gas shale y oil shale en Rusia



Fuente: ARI-Advanced Resources International, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013

Para el shale Bazhenov, AIE estima 1,243 billones de barriles de oil shale en sitio, con 74.6 billones de barriles TRR; además de 1,920 TCF de gas shale en sitio, y 285 TCF TRR. (Anexo B.)

Por su parte, **China** le apuesta cada vez más a los recursos no convencionales. Líderes chinos apuntan al impulso del gas shale con miras a duplicar la participación de este último en la canasta energética nacional.

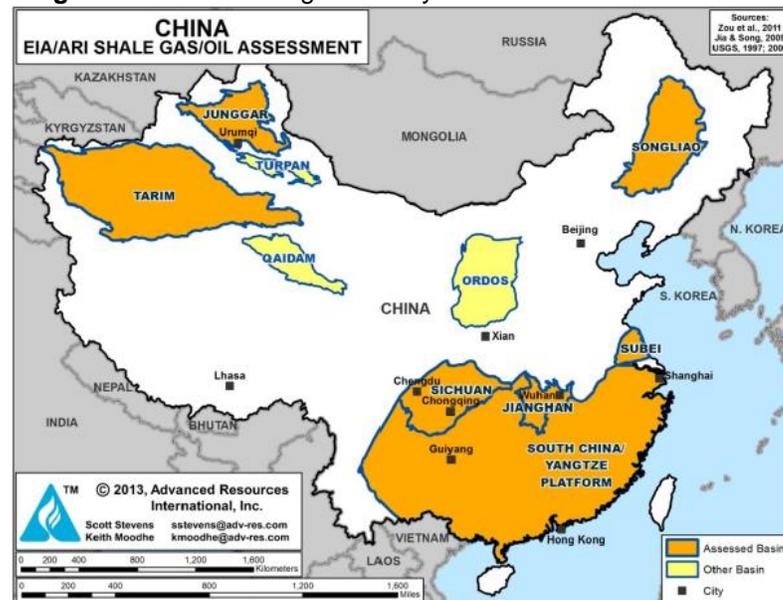
La explotación del gas no convencional se espera que continúe y progrese gracias a los ambiciosos objetivos del gobierno, sin embargo debe enfrentarse a la insuficiencia técnica del país al respecto, la inexperiencia en perforación,

²⁶ CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY CIA. The World Fact Book - Natural Gas Production. En: Central Intelligence Agency CIA. [Sitio Web]. 2015. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2249rank.html>

operaciones de extracción realizadas con resultados negativos, una infraestructura sin construir, un mercado cuyos precios aún no han asimilado la deflación debida al gas no convencional, la escasez y contaminación del agua, así como otros perjuicios ambientales, considerando además que debido al rápido crecimiento se ha producido un deterioro y merma de los recursos naturales nacionales, por lo que las iniciativas de gas de lutita en curso deben ser reevaluadas valorando los impactos eco-ambientales y sociales que generarían en China²⁷.

China posee un potencial importante en recursos de gas shale y oil shale, en siete principales cuencas, Sichuan, Tarim, Junggar, Songliao, the Yangtze Platform, Jiangnan y Subei. (Imagen 13)

Imagen 13. Cuencas de gas shale y oil shale en China



Fuente: ARI-Advanced Resources International, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013

Este país tiene un estimado de 1115 TCF TRR de gas proveniente de formaciones de shale, clasificado en las diferentes cuencas Sichuan (626 TCF), Tarim (216 TCF), Junggar (36 TCF), and Songliao (16 TCF), además de las cuencas secundarias de Yangtze Platform, Jiangnan y Subei que tienen un total de 222 TCF TRR, pero que son estructuralmente más complejas. Las reservas provenientes de gas shale en sitio para China, se estima EN 4,746 TCF. Este país también posee un potencial que se encuentra geológicamente menos definido en las cuencas de Junggar, Tarim, y Songliao con un volumen estimado de 32.2 billones de barriles TRR y 643 billones de barriles en sitio.

²⁷ JÓDAR ABELLÁN, Antonio. Recursos no convencionales susceptibles de ser explotados mediante fracking. Trabajo de grado en Ciencias Ambientales. Universidad de Murcia. Facultad de Biología. Murcia. 2014. p. 68.

En china ya se han expedido licencias de explotación y perforación, para la cuenca Sichuan y las áreas cercanas a la plataforma Yangtze, por parte de PetroChina, Sinopec, y Shell.

Las perforaciones iniciales confirman el potencial de gas shale y oil shale que tiene China, sin embargo la rápida comercialización puede resultar ser un desafío debido a la complejidad de la geológica (zonas falladas, esfuerzos tectónicos altos, algunas sísmicamente activas), pocos datos de estudios geológicos, altos costos de la implementación de nuevas tecnologías de explotación de estos cuerpos rocosos –perforación horizontal y fracturamiento-, además de que la capacidad del sector de hidrocarburos está empezando a adquirir el conocimiento y desarrollar la capacidad necesaria para producir estas reservas a nivel comercial.

La industria es cautelosa con respecto a establecer un ritmo de desarrollo de gas shale en China. Kuuskraa²⁸ afirma que PetroChina observó “La cuenca Sichuan posee una complejidad estructural considerable, con extensas fallas y pliegues, que pueden ser muy riesgosos para el desarrollo de gas shale mediante hidrofractura”, y la compañía BP anotó “pasará mucho tiempo antes de que China pueda comercializar sus recursos provenientes de lutitas a gran escala”.

Según cifras reportadas por la CIA, China se encuentra en el séptimo puesto en la lista de países productores de gas natural –aun cuando su potencial de gas shale se encuentra todavía en etapas tempranas de estudio-, con una producción al 2014 de 121,5 billones de metros cúbicos de los cuales exporta 2,603 billones de metros cúbicos.

Países ubicados en el sur de Asia como **India, Afganistán, Pakistán, Bangladesh, Sri Lanka y Myanmar**, son países que dependen enormemente del petróleo importado de Medio Oriente, razón por la cual estas naciones deben invertir en la búsqueda de recursos energéticos alternativos. Aun así, pese a las intenciones de estos países por saciar sus demandas energéticas, mediante la inversión en recursos no convencionales hay factores que suponen inconvenientes como la falta de infraestructura, la escasez y mala gestión de recursos como el agua y las insuficientes inversiones en las economías nacionales. Sin embargo, India y Pakistán poseen recursos de hidrocarburos provenientes de shale importantes estimados en 201 TCF y 3.8 billones de barriles TRR para India, y 105 TCF y 9.1 billones de barriles TRR para Pakistán.

Países como **Turquía** tiene potencial en la explotación del recurso, con 163 TCF en sitio y 24 TCF TRR en formaciones de gas shale, junto con 94 billones de

²⁸ KUUSKRAA, Vello; STEVENS, Scott; World Shale Gas and Oil Resources Assessment, En: Advanced Resources International. [Sitio Web]. Junio, 2013. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: www.adv-res.com/pdf/A_EIA_ARI_2013%20World%20Shale%20Gas%20and%20Shale%20Oil%20Resource%20Assesment.pdf

barriles en sitio y 4.7 billones de barriles TRR en formaciones de oil shale. **Indonesia** tiene un potencial de 46 TCF y 7.9 billones de barriles TRR, actualmente se encuentra produciendo 70,4 billones de metros cúbicos de gas natural –puesto 11 en la lista de países productores de gas natural-, mientras que **Japón** ha examinado la implementación de fuentes energéticas alternativas –entre ellas el potencial provenientes de recursos de shale-, debido a los recientes cierres de sus centrales nucleares.

Ubicando las mayores acumulaciones de YNC en las cuencas de China y Rusia (Anexo C).

1.3.3 Oceanía

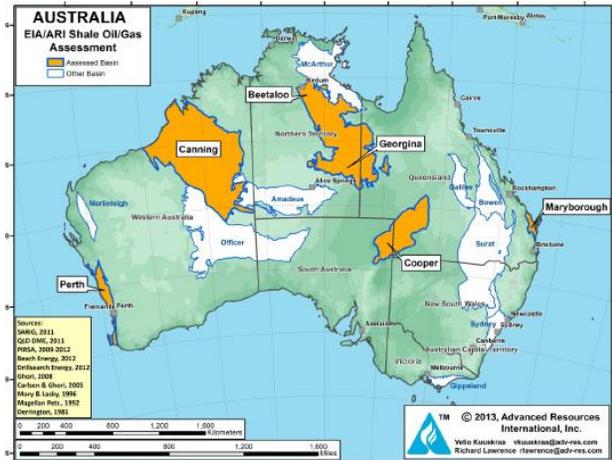
Australia posee condiciones industriales y geológicas similares a las de EEUU y Canadá, este país tiene el potencial para aumentar su producción comercial de gas shale y oil shale. AIE indica un estimado de 2046 TCF de gas shale en sitio con 437 TCF TRR, además de un 403 billones de barriles de oil shale en sitio con 17.5 billones de barriles TRR.

Australia cuenta con seis cuencas de interés:

- Cooper, mayor cuenca productora de gas costa adentro, con la infraestructura para producción y transporte con la cuenta en la actualidad puede ser la primera fuente de gas shale en ser explotada comercialmente. Ha sido estudiada por las compañías Santos, Beach Energy y Senex Energy.
- Maryborough.
- Canning.
- Perth.
- Beetaloo.
- Georgina.

La disposición de estas formaciones de interés se observa en la imagen 14.

Imagen 14. Cuencas de gas shale y oil shale en Australia



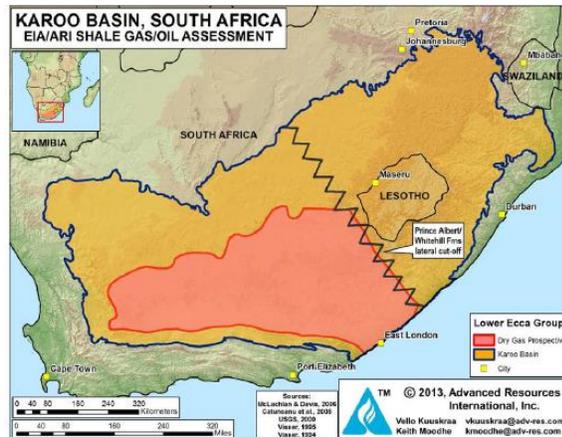
Fuente: ARI-Advanced Resources International, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013

A pesar del gran potencial con el que cuenta Australia, según cifras reportadas por la CIA, se encuentra en el puesto 15 en la lista de países productores de gas natural, con una producción al 2014 de 62.2 billones de metros cúbicos de los cuales exporta 31.62 billones de metros cúbicos.

1.3.4 África

Sudáfrica cuenta con un volumen de gas no convencional, en la cuenca Karoo, que se extiende por cerca de dos tercios del país, y la zona sur de la cuenca posee potencialmente recursos provenientes de shale. (Imagen 15)

Imagen 15. Cuencas de gas shale y oil shale en Sudáfrica



Fuente: ARI-Advanced Resources International, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013

ARI estima que el grupo de shales presentes en esta cuenca, contienen 1559 TCF de gas en sitio con 370 TCF TRR.

Sudáfrica es un país netamente importador de gas natural desde Mozambique y Namibia, por esta razón ha venido incrementando la exploración de gas y petróleo para uno interno. La exploración de cuerpos de shale se inició vía Permiso Técnico de Cooperación (TCP), que podría llegare a un permiso de exploración (EP) y eventualmente un contrato de producción. El país posee un impuesto de corporación de 28% y regalías de 7%, términos que resultan ser muy favorables para el desarrollo de hidrocarburos. Un gran número de compañías independientes han firmado TCPs con el fin de impulsar la búsqueda de gas shale en la cuenca Karoo, incluyendo Royal Dutch Shell, la Falcon Oil, el proyecto conjunto Gas/Chevron, el proyecto conjunto Sasol/Chesapeake/Statoil, Sunset Energy Ltd. de Australia y Anglo Coal de Sudáfrica.

La producción a 2014 de gas natural en el país es de 1.17 billones de metros cúbicos y al igual que China se enfrenta a desafíos para el desarrollo de sus formaciones de interés, ya que no posee la infraestructura adecuada para la producción de hidrocarburos provenientes de shale.

En **Argelia** se identifican siete cuencas (Timimoun, Ghadames/Berkine, Tindouf, Reggane, Ahnet, Mouydir y Illizi) de gas shale con un volumen estimado de 3419 TCF en sitio y 707 TCF TRR, además de que seis de ellas tienen unas reservas aproximadas de 121 billones de barriles en sitio y 5.7 billones de barriles TRR and oil shale de 702,91 TCF, además cuenta con una infraestructura inicial para la producción y exportación de gas natural. De acuerdo con reportes de CIA, Algeria se encuentra en la posición 11 de la lista de los países productores de gas natural, con 79.65 billones de metros cúbicos de los cuales exportan 43 billones de metros cúbicos.

Libia se ubica entre los países con importantes volúmenes de hidrocarburos provenientes de shale, provenientes de las cuencas Ghadames, Sirte y Murzuq, adicionalmente –en menor medida- de la cuenca Kufra. Se estima que el recurso alcanza los 945 TCF de gas shale en sitio con 122 TCF TRR, además de 613 billones de barriles en sitio de oil shale en sitio con 26.1 billones de barriles TRR. Actualmente produce 12 billones de metros cúbicos de gas natural.

1.3.5 Europa

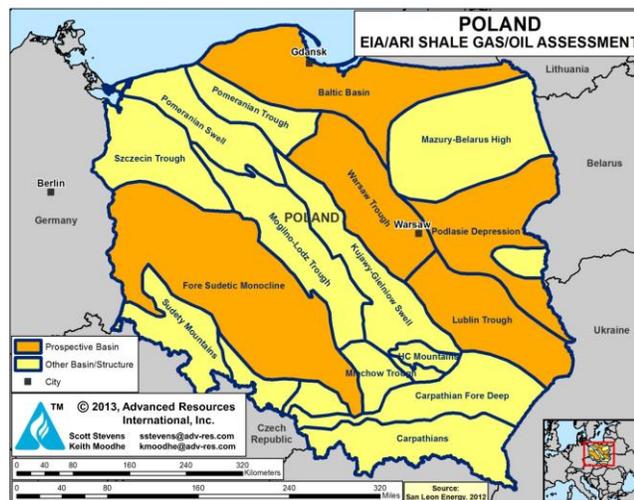
Este continente posee la menor cantidad de recursos no convencionales, sin embargo la expedición de permisos de exploración y explotación en países en siguen aumentando en algunos países.

Polonia es el país más activo en la exploración de gas no convencional, las licencias para el desarrollo de shale en el país comenzaron a ser expedidas desde

el 2007, cuando el ministerio de ambiente implementó políticas favorables para su desarrollo –incluyendo impuestos bajos y un sistema fiscal para las regalías-, es decir, Polonia cuenta con la estructura y el apoyo público más favorable de Europa. Sus cuencas más importantes son (Imagen 16):

- Cuenca del Báltico se considera la región más prospectiva, con una estructura geológica simple.
- Las cuencas Podlasie y Lublin también resultan tener un gran potencial, pero son estructuralmente complejas.
- El monoclinal Fore-Sudetic con recursos potenciales de gas shale similares a los de la cuenca Cooper en Australia.

Imagen 16. Cuencas de gas shale y oil shale en Polonia



Fuente: ARI-Advanced Resources International, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013

Las reservas estimadas de gas shale y oil shale para este país son de 146 TCF TRR y 1,8 billones de barriles TRR. Lituania aporta 0,4 TCF TRR y 0.3 billones de barriles TRR. Se han llevado a cabo proyectos iniciales de exploración, que han confirmado el potencial de hidrocarburo en cuerpos de lutitas, sin embargo se ha encontrado, que la geología estructural, puede ser más desafiante que lo contemplado inicialmente por la industria.

La industria de shale en Polonia, aún se encuentra en fases tempranas de exploración y evaluación comercial; se han perforado alrededor de 30 pozos exploratorios verticales, y 8 pozos productores (6 horizontales y 2 verticales). Sin embargo, los primeros resultados no cumplieron con las altas expectativas que tenía la industria, para 2013 ExxonMobil abandonó las cuencas de Lublin y Podlasie, después de perforar dos pozos verticales exploratorios; ConocoPhillips y

Chevron han avanzado cautelosamente, luego de perforar sus pozos iniciales en las cuencas Báltica y Lublin; incluso en la cuenca Báltica con mayor calidad geológica, Marathon y Talisman abandonaron los proyectos después de los resultados desafortunados a los que llegaron.

Es muy temprano para descartar el potencial de shale de Polonia, ya que en EEUU se requieren de la perforación de aproximadamente 100 pozos exploratorios, además de la diferencia estructural a nivel geológico.

En **Europa Oriental**, países como Bulgaria, Rumania y Ucrania poseen formaciones de shale prospectivas en las cuencas:

- Carpathian Foreland TRR de 73 TCF.
- Plataforma Moesian TRR de 47 TCF y 0.5 billones de barriles.
- Dniepr-Donets TRR de 76 TCF y 1.2 billones de barriles.

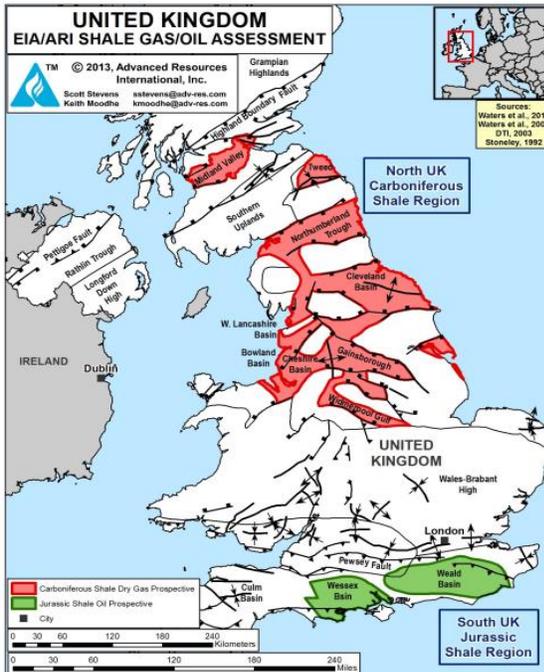
La exploración en yacimientos no convencionales se encuentra activa en Ucrania y Rumania, mientras que en Bulgaria tiene una moratoria activa actualmente, contenido en el portal web Shale Gas Europe²⁹.

Las reservas totales de las tres cuencas se estiman en 195 TCF TRR de gas shale y 1.6 billones de barriles TRR de oil shale. Las actividades exploratorias realizadas en Bulgaria (perforación de un pozo exploratorio) no mostraron producción, en Ucrania Shell y Chevron se encuentran negociando por un bloque en las cuencas prospectivas de la región.

El **Reino Unido** posee volúmenes importantes de recursos prospectivos de gas shale y oil shale distribuidos en general por toda la región (imagen 17). UK se encuentra después de Polonia en términos de potencial de recursos no convencionales.

²⁹ SHALE GAS EUROPE. Shale Gas Explained. En: Shale Gas Europe [Sitio Web]. 2015. [Consultado el 08, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://shalegas-europe.eu/shale-gas-explained/shale-gas-and-europe/bulgaria/>

Imagen 17. Cuencas de gas shale y oil shale en Reino Unido



Fuente: ARI-Advanced Resources International, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013

Los recursos técnicamente recuperables en UK se estiman en 26 TCF de gas shale y 0.7 billones de barriles de oil shale, basado en los recursos en sitio aproximados de 623 TCF y 54 billones de barriles. Aun cuando las reservas del sector son importantes en Europa, UK cuenta con una infraestructura limitada para la explotación de recursos no convencionales.

Los precios del gas natural en UK son altos comparados con los de Norteamérica, pero la geología es mucho más compleja –presencia de fallas, datos de control geológico limitados-, además de que los costos para perforación de pozos en shale son mucho más costosos.

Las compañías que han alcanzado una licencia de exploración y desarrollo de petróleo (PEDL) por parte del gobierno, tienen permitido explorar y desarrollar recursos de hidrocarburos –gas y petróleo- entre los YNC presentes en el sector; actualmente hay cerca de 334 PDL’s costa adentro, de los cuales varias docenas han reconocido el potencial de shale.

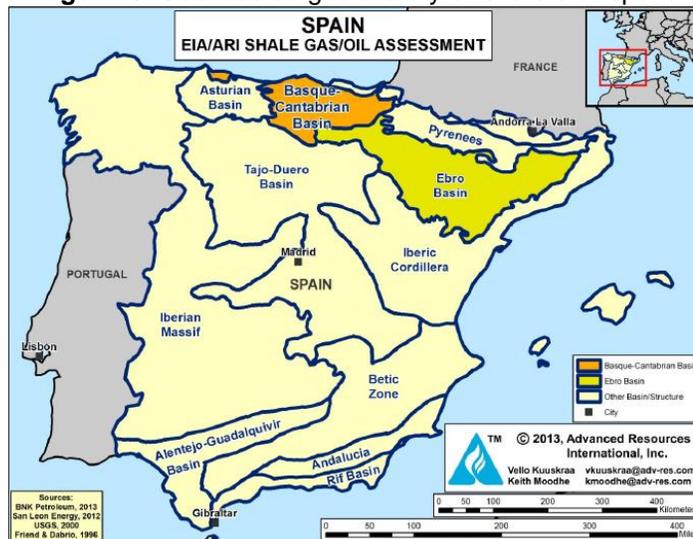
Alrededor de 6 compañías apuntan al desarrollo de YNC, pero solamente dos han perforado pozos exploratorios, todos verticales. UK-based Cuadrilla Resources con una participación del 43% perteneciente a una compañía de perforación Australiana AJ Lucas confirmó la presencia de shale en la región, junto con IGAS Energy; aún no se han perforado pozos horizontales en UK, y tampoco pruebas de

producción, Coastal Oil and Gas Ltd., Celtique Energy, Dart Energy, y Eden Energy se encuentran evaluando el potencial de YNC en UK, pero no han perforado en la región.

Según cifras reportadas por la CIA, UK se encuentra en puesto 23 en la lista de países productores de gas natural, con una producción al 2014 de 38,52 billones de metros cúbicos de los cuales exporta 10,55 billones de metros cúbicos.

España posee un potencial concentrado en la cuenca Basque-Cantabrian, como se observa en la imagen 18.

Imagen 18. Cuencas de gas shale y oil shale en España



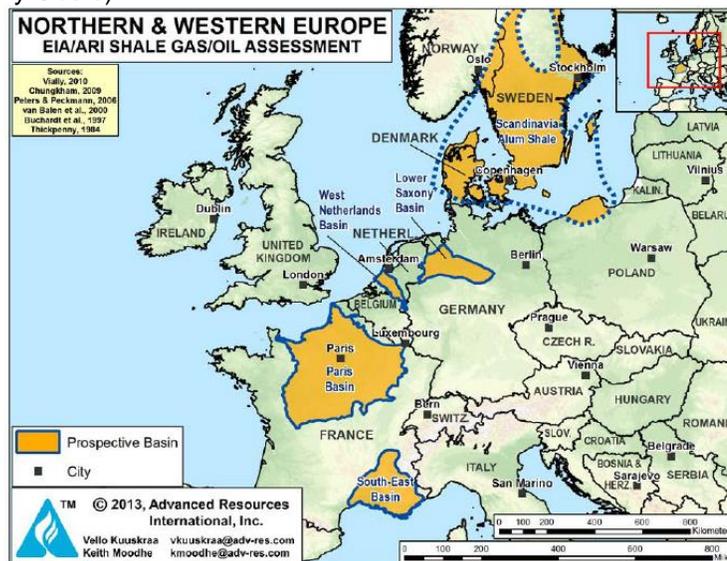
Fuente: ARI-Advanced Resources International, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013

La cuenca Basque-Cantabrian contiene un estimado de 42 TCF de gas natural en sitio con 8 TCF TRR, adicionalmente contiene 3 billones de barriles en sitio, con 0.1 billones de barriles TRR.

Países pertenecientes al **Norte y Oeste de Europa**, cuentan con numerosas formaciones de shale entre las que se encuentran (imagen 19):

- Las cuencas de Paris y el sureste de Francia.
- La cuenca Lower Saxony en Alemania.
- La cuenca West Netherland en los países bajos.
- Los Shales Alum que subyacen Escandinavia.

Imagen 19. Cuencas de gas shale y oil shale Europa (Norte y Oeste)



Fuente: ARI-Advanced Resources International, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013

EIA estima un volumen de reservas de las cinco cuencas nombradas de 1165 TCF en sitio, con 221 TCF TRR de gas shale, además de 190 billones de barriles en sitio con 8.3 billones de barriles TRR de oil shale (tabla 16).

Tabla 8. Recursos de gas shale y oil shale en Europa (Norte y Oeste)

| Basin/Formation | Risky Shale Gas Resources | | Risky Shale Oil Resources | |
|--|---------------------------|-------------------------------|---------------------------|---------------------------------|
| | In-Place (Tcf) | Technically Recoverable (Tcf) | In-Place (B bbl) | Technically Recoverable (B bbl) |
| 1. Paris Basin (France) | | | | |
| -L. Jurassic Lias | 23.8 | 1.9 | 38.0 | 1.52 |
| -Permian-Carboniferous | 666.1 | 127.3 | 79.5 | 3.18 |
| Total | 689.9 | 129.3 | 117.5 | 4.70 |
| 2. South-East Basin (France) | | | | |
| -L. Jurassic Lias | 37.0 | 7.4 | 0.0 | 0.00 |
| Total | 37.0 | 7.4 | 0.0 | 0.00 |
| 3. Lower Saxony Basin (Germany) | | | | |
| -Toarcian Posidonia | 77.7 | 16.9 | 10.6 | 0.53 |
| -Wealden | 1.8 | 0.1 | 3.2 | 0.13 |
| Total | 79.5 | 17.0 | 13.8 | 0.66 |
| 4. West Netherlands Basin (Netherlands) | | | | |
| -Namurian Epen | 93.7 | 14.8 | 47.1 | 2.35 |
| -Namurian Geverik | 50.6 | 10.1 | 6.3 | 0.32 |
| -Toarcian Posidonia | 6.8 | 1.0 | 5.4 | 0.27 |
| Total | 151.1 | 25.9 | 58.8 | 2.94 |
| 5. Alum Shale | | | | |
| -Denmark | 158.6 | 31.7 | 0.0 | 0.00 |
| -Sweden | 48.9 | 9.8 | 0.0 | 0.00 |
| Total | 207.5 | 41.5 | 0.0 | 0.00 |
| Total | 1,165.1 | 221.0 | 190.0 | 8.29 |

Fuente: EIA – U.S Energy Administration Information. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. Disponible en: www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/, 2015.

Ubicando las mayores acumulaciones de YNC en las cuencas de Polonia, Francia y Ucrania en el continente Europeo (Anexo C).

2. RIESGOS POTENCIALES Y MARCO NORMATIVO EN LA APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

2.1 RIESGOS POTENCIALES DE LA APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El punto crítico en la aplicación del fracturamiento hidráulico son los impactos negativos que tiene sobre el ambiente y la salud humana. Según numerosas publicaciones, que hacen eco desde EE. UU primer país productor del mundo, la EPA³⁰ afirma que la preocupación aumenta por la aplicación del fracking y sus posibles efectos negativos, sin embargo, BIROL³¹ anota que la práctica ha sido blindada por numerosas excepciones a las leyes ambientales desde el año 2005. Sumándole a la defensa regulatoria, en EEUU la propiedad pública del subsuelo no existe, de manera que los pozos se perforan solamente con el aval del dueño de la propiedad a cambio de una compensación. En otras partes del mundo, donde la normativa jurídica y ambiental es mucho más exigente, los estudios referentes a riesgos potenciales resultan ser determinantes en la aplicación de la técnica.

2.1.1 Uso del recurso hídrico

Para Osborn³², el impacto más importante en el estudio de aplicación de fracturamiento hidráulico es sobre el agua, desde el uso de grandes volúmenes de agua en el fluido de inyección, hasta la contaminación de cuerpos de agua subterránea y acuíferos al nivel de la capa freática.

El uso del agua en el proceso de fracturamiento, según el departamento de energía de Estados Unidos³³ requiere por mucho 10 millones de galones por cada pozo, teniendo en cuenta que por cada permiso concedido se perforan varios pozos; la productividad de los pozos destinados a la explotación de yacimientos no convencionales no es proporcional a la cantidad de recurso hídrico utilizado, que

³⁰ US ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY EPA. Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. [Sitio Web]. Noviembre, 2011. [Consultado el 10, Agosto, 2016, Disponible en: www.epa.gov/sites/production/files/documents/hf_study_plan_110211_final_508.pdf

³¹ BIROL, Fatih; BESSON, Christian. Golden Rules for a Golden Age of Gas, World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. En: International Energy Agency. París: OECD/EIA. 2012. p. 24.

³² OSBORN, Stephen; VENGOSH Avner; WARNER Nathaniel. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. En: Proceedings of the national academy of sciences of the United States of America. 13, Enero, 2011. p. 8172-8176

³³ US OFFICE OF FOSSIL ENERGY. Shale Gas Development Challenges: Water. [Sitio Web]. 2013. [Consultado el 12, Agosto, 2016] Disponible en: http://energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/shale_gas_challenges_water.pdf

según Greenpeace³⁴, podría resultar en problemas con la sostenibilidad de los recursos hídricos incluso en países de clima templado, y aumentar la presión del consumo de suministros en las zonas más áridas.

El riesgo aumenta en la medida en la que se sabe poco sobre los riesgos ambientales resultantes de los productos químicos añadidos a los fluidos para el fracturamiento de la roca, que componen aproximadamente un 2% en contenido total (Gráfico 2); en EEUU estos componentes se encuentran exentos de regulación federal o se encuentran protegidos por secreto empresarial. Según un informe elaborado en abril de 2011 por la Comisión de la Energía y Comercio de la Cámara de Representantes de EE. UU, las compañías del sector utilizan más de 2.500 productos de fractura hidráulica que contienen 750 compuestos químicos, de los cuales 29 se identifican como cancerígenos, presentan riesgos graves para la salud humana y son potenciales contaminantes de la calidad del aire.

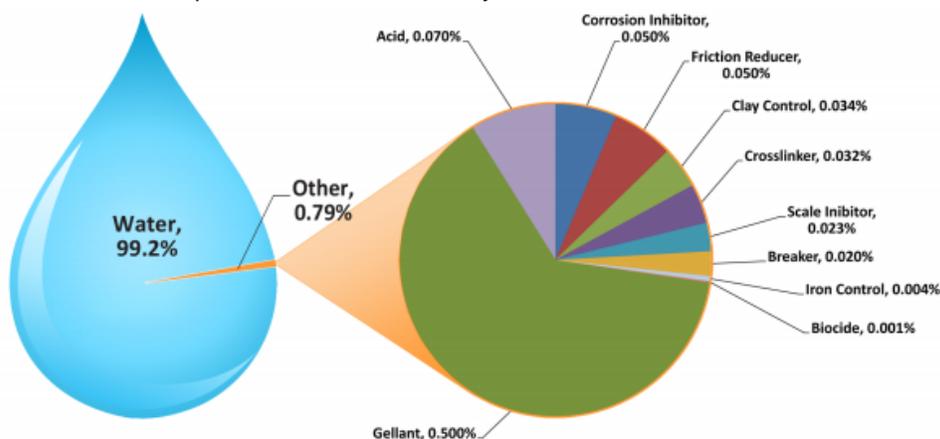
La organización ambientalista más grande del mundo, Greenpeace³⁵, sostiene que el flowback residual generado por la fractura hidráulica contiene sustancias tóxicas provenientes del subsuelo como metales pesados, hidrocarburos, elementos radiactivos naturales, y sales lo que conlleva a un riesgo si no se maneja adecuadamente. Paralelamente el departamento de energía de EEUU³⁶ anota que este fluido usualmente se trata para remover metales pesados y otros materiales disueltos, y luego se puede, reciclar para uso futuro, vertimientos a cuerpos de agua superficiales (autorizados por Clean Water Act), o reinyección en el subsuelo (autorizados por Safe Water Drinking Act), las regulaciones existentes, permiten la recuperación del fluido fracturante para ser dispuestos mediante instalaciones de agua comerciales adecuadas.

³⁴ GREENPEACE, "Fractura Hidráulica para extraer gas natural". [Sitio Web]. 2011. [Consultado el 12, Agosto, 2016]. Disponible en: http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/cambio_climatico/Fracking-GP_ESP.pdf

³⁵ GREENPEACE, "Fractura Hidráulica para extraer gas natural". [Sitio Web]. 2011. [Consultado el 12, Agosto, 2016]. Disponible en: http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/cambio_climatico/Fracking-GP_ESP.pdf

³⁶ US OFFICE OF FOSSIL ENERGY. Shale Gas Development Challenges: Water. [Sitio Web]. 2013. [Consultado el 12, Agosto, 2016]. Disponible en: http://energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/shale_gas_challenges_fracture_fluids.pdf

Gráfico 2. Componentes del fluido de inyección



Fuente: Fracfocus 2012 - Office of Fossil Energy, Shale Gas Development Challenges: Water, Disponible en: http://energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/shale_gas_challenges_water.pdf

En cuanto a la cantidad de agua utilizada en las diferentes etapas del fracturamiento hidráulico, según el Departamento de Energía de EEUU³⁷ y el Instituto Tecnológico de Massachusetts³⁸, dicha cantidad es considerada relativamente pequeña cuando se compara con otros campos económicos, como la agricultura, y otros propósitos industriales. En Colombia, de acuerdo con la evaluación de desempeño ambiental realizada por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, OCDE, publicado en un artículo de Portafolio³⁹, el 82% de las extracciones de agua se hacen para la producción agrícola; 11% se usa para el suministro público de agua, y 7% por ciento para el desarrollo de la industria manufacturera. En este último rango se encuentra la industria petrolera, la cual, según los datos del Viceministerio de Energía, usa 0,35% del agua que se consume en el país. Los cálculos del Ministerio de Minas apuntan a que con el desarrollo de la industria de los yacimientos no convencionales, el sector incrementa el uso del agua al 0,5% del total del consumo que se da en el país.

³⁷ US OFFICE OF FOSSIL ENERGY. Shale Gas Development Challenges: Water. [Sitio Web]. 2013. [Consultado el 12, Agosto, 2016]. Disponible en: http://energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/shale_gas_challenges_water.pdf

³⁸ MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY MIT, MIT Study on the Future of Natural Gas, [Sitio Web]. 06, Junio, 2011. [Consultado el 12, Agosto, 2016]. Disponible en: <https://energy.mit.edu/research/future-natural-gas/>

³⁹ PORTAFOLIO, Sector petrolero usa 0,35 % del agua que se consume. En: Portafolio. [Sitio Web]. 25, Junio, 2014. [Consultado el 12, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://m.portafolio.co/economia/finanzas/sector-petrolero-35-agua-consume-48518>

2.1.2 Contaminación atmosférica

Los episodios de contaminación atmosférica provocados en por las técnicas de fractura hidráulica son una preocupación generalizada, ya que se liberan entre un 4% y un 8% del hidrocarburo, durante el proceso de retorno del fluido de inyección; también por fugas accidentales durante la extracción, el transporte, almacenamiento o distribución. Las emisiones asociadas en sitio incluyen material particulado, humo de combustión del diésel –proveniente de numerosos equipos que trabajan con motores de combustión-, además del metano.

Los componentes orgánicos del carbón, conocidos como VOCs, provenientes de la producción de gas natural, resultan ser un riesgo al combinarse con óxidos de nitrógeno (NOx) y formar smog, que eleva los niveles de ozono en la atmósfera. Aunque la contribución de las actividades de fracturamiento hidráulico a dichos niveles no se encuentra delimitada y se encuentra en etapa de estudio, en un estudio realizado por Howarth⁴⁰ se estima que dicha emisión se podría encontrar entre un 30% y 100% mayores que las emisiones provenientes del carbón.

El metano es un conocido gas de efecto invernadero que puede ser liberado durante las operaciones de perforación, fracturamiento, recibo de flowback, y fases de producción en el desarrollo de gas shale. Mundialmente, la agricultura y la producción pecuaria contribuyen ampliamente a las emisiones de metano, dióxido de carbono y óxido nitroso, que contribuyen al calentamiento global. Kurihara⁴¹ y Johnson y Johnson⁴² señalan que las emisiones de gas metano por el ganado bovino, están estimadas en 58 millones de toneladas/año, lo que representa el 73% del total de emisiones (80 millones) de todas la especies domésticas. McCaughey⁴³ y Moss⁴⁴ indican que los animales domésticos,

⁴⁰ HOWARTH, Robert; SANTORO, Renee; INGRAFFEA, Anthony. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. En: Climatic Change Letters. [Sitio Web]. 13, Marzo 2010. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.eeb.cornell.edu/howarth/Howarth%20et%20al%20%202011.pdf>

⁴¹ KURIHARA, M; MAGNER, T; MCCRABB, H; MCCRABB, G. Methane production and energy partition of cattle in the tropics. En: British Journal of Nutrition. [Sitio Web]. Marzo, 1999. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/10434849>

⁴² JOHNSON KA, JOHNSON DE. Methane emissions from cattle. En: Alliance of Crop, Soil, and Environmental Science Societies. [Sitio Web]. 1995. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: <https://dl.sciencesocieties.org/publications/jas/abstracts/73/8/2483>

⁴³ MCCAUGHEY, W; WITTENBERG, K; CORRIGAN, D. Methane production by steers on pasture. En: Canadian Journal of Animal Science. [Sitio Web]. 1997. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: http://www.nrcresearchpress.com/doi/abs/10.4141/A96-137#.V_vq4fnhDIU

⁴⁴ MOSS, A; JOUANY, J; NEWBOLD, J. Methane production by ruminants: its contribution to global warming. En: Animal Research. [Sitio Web]. 1997. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://animres.edpsciences.org/articles/animres/abs/2000/03/z0305/z0305.html>

principalmente el ganado bovino son responsables de aproximadamente el 15% de la producción de metano global. Según Carmona⁴⁵, otros contribuyentes significativos son los pantanos naturales (21%), los cultivos de arroz (20%), pérdidas por combustión de hidrocarburos (14%), combustión de biomasa (10%) y rellenos sanitarios (7%).

2.1.3 Contaminación acústica e impactos paisajísticos

Las operaciones a nivel industrial pueden causar degradación del paisaje, por ocupación de territorios cercanos a las locaciones de desarrollo de proyectos no convencionales, además de contaminación acústica propia de operaciones diarias –paso de camiones y transporte-. No obstante, estas operaciones duran apenas unas semanas por cada yacimiento, y aproximadamente uno o dos meses después del comienzo de la perforación la mayoría de equipamientos se retiran.

La oficina de Responsabilidad del Gobierno estadounidense (GAO)⁴⁶, señala que por el carácter reciente del desarrollo de yacimientos no convencionales en algunas zonas, "los efectos a largo plazo -después de la restauración de partes de la tierra a las condiciones pre-desarrollo - no han sido evaluados; razón por la cual, sin estos datos, los efectos acumulativos del desarrollo de gas shale y oil shale sobre paisajes y hábitats de la vida silvestre, son en gran parte desconocidos"; dichos impactos pueden ser significativamente diferentes de acuerdo a la ubicación de las cuencas de lutitas.

2.1.4 Sismicidad inducida

Científicamente, se ha probado que el bombeo de fluidos en el subsuelo tiene el potencial de causar eventos de sismicidad inducida, incluyendo terremotos que se pueden percibir en superficie. Series de pequeños eventos sísmicos presentados en Arkansas, Ohio, Oklahoma y Texas durante los últimos años ha llamado la atención del público sobre una posible relación entre los terremotos y los pozos profundos utilizados para la disposición de aguas residuales de fractura. Estudios realizados por el Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS)⁴⁷ revelan que los

⁴⁵ CARMONA, Juan; BOLÍVAR, Diana; GIRALDO, Luis. El gas metano en la producción ganadera y alternativas para medir sus emisiones y aminorar su impacto a nivel ambiental y productivo. En: Revista Colombiana de Ciencias Pecuarias. [Sitio Web]. 2004. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/rccp/v18n1/v18n1a06.pdf>

⁴⁶ U.S. GOVERNMENT ACCOUNTABILITY OFFICE GAO. Report to Congressional Requesters, Oil and Gas: Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks. En: GAO Highlights. [Sitio Web]. Septiembre, 2012. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.gao.gov/assets/650/647791.pdf>

⁴⁷ US GEOLOGICAL SURVEY USGS, Earthquake Hazards Program, Induced Earthquakes, Myths and Misconceptions. En: USGS Earthquake Hazard Programs. [Sitio Web]. s.f. [Consultado el 18, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://earthquake.usgs.gov/research/induced/myths.php>

procesos de fractura hidráulica aplicada a pozos en yacimientos no convencionales no representan un riesgo en tema de sismicidad inducida.

La inyección para disposición de aguas residuales de fractura, si puede suponer un riesgo, que dependerá de la tasa de inyección, el volumen de agua inyectado, y la activación de fallas geológicas preexistentes, como las presentadas en Blackpool en Reino Unido, reportado por Europress⁴⁸. De acuerdo a la Academia Nacional de Ciencias (NAS)⁴⁹ en EEUU, “Se requiere investigación adicional para entender mejor y tratar los riesgos potenciales asociados con la sismicidad inducida”.

Según Bamberger⁵⁰, la falta de pruebas completas y contundentes del impacto de la técnica de fractura hidráulica sobre el agua, suelo, aire y formas de vida, dificulta el análisis a fondo de su afectación por el desarrollo de gas shale; sin embargo, las acciones políticas podrían ayudar en la colección de conjuntos de datos más completos y controlar parcialmente el riesgo para los humanos y la preservación del ambiente.

2.2 MARCO NORMATIVO EN LA APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO: PANORAMA POLITICO DE LOS PAÍSES MÁS IMPORTANTES

La extracción de hidrocarburos mediante fracturamiento hidráulico es una técnica que ha experimentado un aumento en el mercado energético actual. Los países que han eliminado su dependencia energética y otros que tienen gran potencial para hacerlo son los principales actores en la construcción de un marco legislativo que permita regular dicha práctica. Sin embargo en algunos países se han presentado prohibiciones, detenciones o solicitudes de reevaluación de la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico en sus límites nacionales hasta que estudios técnicos y científicos aclaren los verdaderos impactos sobre las comunidades y el ambiente.

⁴⁸ EUROPAPRESS, Geólogo afirma que "el riesgo de sismicidad inducida por el 'fracking' es altamente improbable". En: Europapress. [Sitio Web]. 30, Julio, 2014. [Consultado el 18, Agosto, 2016]. Disponible en <http://www.europapress.es/cantabria/noticia-geologo-afirma-riesgo-sismicidad-inducida-fracking-altamente-improbable-20140730192048.html>

⁴⁹ THE NATIONAL ACADEMIES OF SCIENCES. Induced Seismicity and Energy Technologies. En: Induced Seismicity Potential in Energy Technologies. Estados Unidos. 2012. p. 22. ISBN 978-0-309-25367-3.

⁵⁰ BAMBERGER, Michelle; OSWALD, Robert. Impacts of Gas Drilling on Human and Animal Health. En: New Solutions. A Journal of Environmental and Occupational Health Policy. [Sitio Web]. 2012. [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: psehealthyenergy.org/data/Bamberger_Oswald_NS22_in_press.pdf

2.2.1 Estados Unidos

El desarrollo de gas shale y oil shale, juega un papel protagónico en el futuro energético estadounidense, la EPA⁵¹ afirma que Estados Unidos posee grandes reservas de gas natural proveniente de yacimientos no convencionales que resultan comercialmente viables por los últimos avances tecnológicos y la aplicación del fracturamiento hidráulico en dichos cuerpos rocosos. Entes legislativos, administrativos y ambientales abogan por un desarrollo responsable de los recursos no convencionales, que ofrezca seguridad energética, económica y ambiental.

El número de regulaciones estatales propuestas en relación con la aplicación de la hidrofractura ha incrementado aceleradamente desde el 2005. Pless⁵² sostiene que la mayoría se dirige a un aspecto específico en el proceso de perforación no convencional, por ejemplo el manejo de agua residual, aunque algunas de ellas son más integrales y cubren un espectro más amplio de preocupaciones regulatorias.

Las actividades de exploración y explotación de yacimientos no convencionales, componen un tema complejo, en las que intervienen muchos grupos interesados – comunidad, inversionistas, industria, autoridades ambientales- y por supuesto el impacto socio ambiental. En EEUU, esta actividad se encuentra regulada en tres diferentes niveles: federal, estatal y local; la EPA tiene la facultad de conceder permisos en materia de perforación e inyección de fluidos en el subsuelo, además del establecimiento de normas de disposición de residuos a nivel federal. Los estados están en la obligación de cumplir las leyes federales emitidas por la EPA, sin embargo, cada uno tiene el poder de regular las actividades de ciertas industrias dentro de sus fronteras –pueden crear planes y estándares de seguridad, regulaciones y manejo de disposición de residuos y políticas de notificación y divulgación pública-, además de disposiciones sobre el uso de los recursos naturales, normas de producción –perforaciones en yacimientos no convencionales- y seguridad.

A nivel federal, estatal y local las leyes y regulaciones, deben cumplir aspectos de exploración, explotación, producción y sitios de actividades, incluyendo la ubicación y diseño de los pozos, espaciamientos entre ellos, procesos de manejo

⁵¹ US ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY EPA. Natural Gas Extraction - Hydraulic Fracturing. En: US EPA. [Sitio Web]. 16, Agosto, 2016. [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: <https://www.epa.gov/hydraulicfracturing#providing>

⁵² PLESS, Jacquelyn. Fracking Update: What States Are Doing to Ensure Safe Natural Gas Extraction? En: National Conference of State Legislatures. [Sitio Web]. 15, Septiembre, 2014. [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: www.ncsl.org/research/energy/fracking-update-what-states-are-doing.aspx

de agua de operación y residual, calidad del aire, protección de vida salvaje, impactos en superficie, salud y seguridad en general.

La EPA asegura la vigilancia de la emisión de permisos de perforación a las empresas que emplean la técnica de fracturamiento hidráulico y su relación con el uso del diésel, su principal actividad reguladora se ve afectada en términos de alcance, desde la aprobación en 2005 de la Energy Policy Act impulsada por el presidente George W. Bush; estas leyes federales abarcan importantes regulaciones como la protección del derecho a un aire y agua limpios, la prevención de sustancias tóxicas y la emisión de productos químicos en el medio ambiente: entre las leyes que el fracking no está obligado a cumplir se encuentran la Clean Air Act (ley por un aire limpio), Clean Water Act (ley por un agua limpia), Safe Drinking Water Act (ley por el derecho al agua potable), National Environmental Policy Act (ley de política medioambiental nacional) o la Resource Conservation and Recovery Act (ley por la recuperación y conservación de los recursos), entre otras.

Según Tavernise⁵³, algunos estados han incluido en su legislación ciertos límites que consideran de gran importancia en la protección de sus habitantes de los efectos nocivos de la estimulación hidráulica; la Ley 13 de Pensilvania, es un ejemplo de cómo la ley estatal puede prohibir la regulación local de las industrias extractivas; en estados como Ohio y Nuevo México, el poder regulatorio está limitado por el secreto empresarial que cubre a las compañías de revelar los componentes químicos utilizados en el fluido de inyección, mientras que, como lo sostiene Maykuth⁵⁴, estados como Colorado y Texas, han legislado a favor de la divulgación de la información sobre los componentes utilizados en el fluido de fracturamiento.

En mayo de 2012, CNN⁵⁵ reportó que el estado de Vermont se convirtió en el primero en prohibir la fractura hidráulica en Estados Unidos, el estado de Nueva York, poseedor de importantes reservas de gas shale, y según Brady⁵⁶, le siguió al

⁵³ TAVERNISE, Sabrina. As Gas Drilling Spreads, Towns Stand Ground Over Control. En: The New York Times [Sitio Web]. 2011 [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: www.nytimes.com/2011/12/15/us/towns-fighting-to-stand-ground-against-gas-drillers.html?pagewanted=all

⁵⁴ MAYKUTH, Andrew. More states ordering disclosure of fracking chemicals. En: Philly. [Sitio Web]. 22, Enero, 2012. [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: articles.philly.com/2012-01-22/business/30652980_1_fracking-marcellus-shale-coalition-chemical-disclosure

⁵⁵ CNN, Vermont first state to ban fracking. En: CNN.com. [Sitio Web]. 17, Mayo, 2012. [Consultado el 28, Agosto, 2016]. Disponible en: edition.cnn.com/2012/05/17/us/vermont-fracking

⁵⁶ BRADY, Jeff. Citing Health, Environment Concerns, New York Moves To Ban Fracking. En: National Public Radio npr.com. [Sitio Web]. 18, Diciembre, 2014. [Consultado el 28, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.npr.org/2014/12/18/371597785/citing-health-environment-concerns-new-york-moves-to-ban-fracking>

prohibir la práctica en diciembre de 2014. Por su parte, Koretz⁵⁷ señala que Los Ángeles se convirtió en la ciudad más grande en los Estados Unidos que presentó una petición de moratoria en la aplicación de la fractura hidráulica.

2.2.2 Argentina

El principal actor en el tema de yacimientos no convencionales en Argentina, es la empresa YPF S.A, que representa el rol de estado nacional; participando en los proyectos de desarrollo de explotación no convencional y siendo el centro de establecimiento de la política oficial aplicable a dicho recurso. Para 2017, los objetivos claros en materia energética son:

- Aumentar 29% la producción de crudo, se prevé perforar un promedio de 50 pozos exploratorios nuevos por año, YPF se puso como meta llegar a producir 100.000 barriles diarios de petróleo no convencional (51% de los nuevos proyectos).
- Aumentar 23% la producción de gas natural para alcanzar la meta de eliminar totalmente las importaciones de fuel oil y gas licuado de petróleo, que hoy alcanzaron unos 10.000 millones de dólares (57% de los nuevos proyectos).
- Aguas abajo se propone aumentar 37% la producción de combustibles vía la plena utilización de la capacidad de refinamiento. En el desagregado, se estipuló un 24% más de naftas y 44% más de gasoil.⁵⁸

En referencia el marco legal, Argentina aún no cuenta con un marco regulatorio aplicable a la industria extractiva de yacimientos no convencionales. No obstante, la ley 26741 de 2012,⁵⁹ declara de interés público nacional el logro de autoabastecimiento, junto con el decreto 929 de 2013⁶⁰ que fortalece la promoción de la inversión destinada a la explotación de hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales.

⁵⁷ KORETZ, Paul; BONIN, Mike, Miembros del concejo Estados Unidos. Moratoria. 2013. [Sitio Web]. 04, Septiembre, 2013. [Consultado el 28, Agosto, 2016]. Disponible en: http://clkrep.lacity.org/onlinedocs/2013/13-1152-s1_Mot_10-23-13.pdf

⁵⁸ HEINRICH BOLL STIFTUNG, MÉXICO CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE. Petróleo y gas no convencional en México y Argentina: Dos estudios de caso. En: FUNDACIÓN AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES (FARN). [Sitio Web], s.f. [Consultado el 28, Agosto, 2016]. Disponible en: http://mx.boell.org/sites/default/files/pg_no_convencional.pdf

⁵⁹ ARGENTINA. YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES. Ley 26741 (04, Mayo, 2012). Declárase de Interés Público Nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos. Créase el Consejo Federal de Hidrocarburos. Declárase de Utilidad Pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A. 2012.

⁶⁰ ARGENTINA. MINISTERIO DE JUSTICIA Y DERECHOS HUMANOS PRESIDENCIA DE LA NACIÓN. Decreto 929 de 2013. (11, Julio, 2013). Créase el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos.

La normatividad de hidrocarburos líquidos y gaseosos está representada por la ley 17319 de 1967⁶¹ que regula las actividades relacionadas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos; el Poder Ejecutivo Nacional (PEN), fija la política nacional con respecto a dichas actividades, respetando el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país a través de la producción nacional, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad. En 1992, la emisión de la ley 24145⁶² transfirió el control público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas a cierta distancia.

En el año 2006, se promueve la ley 26197⁶³, que establece que “los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren”.

La provincia de Neuquén, es la única que ha regulado a través de un decreto las actividades de fractura hidráulica, mediante el decreto provincial 1483 de 2012⁶⁴ que establece que todos los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales deben contar con licencia ambiental previa a su ejecución y en aquellos casos en que la autoridad de aplicación lo crea pertinente, podrá exigir adicionalmente un análisis de riesgo ambiental. En este informe se expresa claramente el contenido de flowback; junto con su programa de tratamiento; declaración jurada de los fluidos de terminación de pozos junto con hoja de seguridad de cada producto químico utilizado, se indica que los productos deben estar aprobados por la ley 24051 de 1992⁶⁵ de residuos peligrosos; el visado del proyecto por la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos; y la autorización del uso de agua y vertido de efluentes emitido por la autoridad provincial competente.

Como lo reza el decreto, el operador debe presentar ante la autoridad una declaración juramentada con la información sobre el volumen estimado y la fuente

⁶¹ ARGENTINA. Ley de hidrocarburos 17319 (30, Junio, 1967).

⁶² ARGENTINA. Ley 24145. (1992). Federalización de hidrocarburos.

⁶³ ARGENTINA, SENADO Y CÁMARA DE DIPUTADOS. Ley 26.197. (03, Enero, 2007). Administración de las provincias sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios.

⁶⁴ ARGENTINA. MINISTERIO DE AMBIENTE, ENERGÍA Y SERVICIOS PÚBLICOS. Decreto 1483. (13, Agosto, 2012).

⁶⁵ ARGENTINA. SENADO Y CÁMARA DE DIPUTADOS. Ley 24051 (08, Enero, 1992). Residuos Peligrosos.

de provisión de agua a utilizar en las etapas de perforación y terminación del pozo teniendo en cuenta el pago del canon por uso industrial. El decreto prohíbe, durante las etapas de perforación y terminación de pozos no convencionales, la utilización del agua subterránea con características de satisfacción de abastecimiento de poblaciones e irrigación, en cuanto al flowback, este debe ser sometido a un sistema de tratamiento que garantice el cumplimiento de los parámetros de vertido exigidos por la normativa local, siendo que asimismo prohíbe que esta pueda ser vertida sobre cuerpo de aguas superficiales, bajo ninguna condición, ni ser almacenada previa y durante su tratamiento en depósitos a cielo abierto. Sin dejar de lado las disposiciones referentes al diseño de los pozos, se establecen requerimientos de las piscinas de almacenamiento, presentación ante la autoridad de análisis físico-químicos del flowback, y niveles de ruidos permitidos en el caso de actividades realizadas en proximidades a poblaciones aledañas. Un aspecto importante se encuentra en la prevención de impactos socio-ambientales, es el efectivo control, responsabilidad y monitoreo de las autoridades con competencia en los distintos aspectos involucrados.

Recientemente la provincia de Neuquén⁶⁶, divulgó la aprobación del decreto 2445 de 2015, en el cual “el gobierno de la provincia del Neuquén aprobó el plan de inversión presentado por ExxonMobil Exploration Argentina (EMEA), una afiliada de Exxon Mobil Corporation para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales en las áreas La Invernada – Bajo El Choque”, además del aval que se le dio a la empresa francesa Total para estudio de extracción en Vaca Muerta, informado por Infobae⁶⁷.

En otras regiones, mientras la actividad no se encuentre regulada, se encuentran vigentes regulaciones en materia ambiental -como la realización de estudios de impacto ambiental, cobijado por ley general del ambiente 25675 de 2002⁶⁸, además de la ley 24354 de 1994⁶⁹ sobre inversión pública nacional-, a nivel general y sectorial según aplique en proyectos de extracción mediante fractura hidráulica.

⁶⁶ NEUQUÉN INFORMA, La provincia aprobó el Plan de Inversión de ExxonMobil. En: Neuquén Informa. [Sitio Web]. 11, Diciembre, 2015. [Consultado el 28, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.neuqueninforma.gob.ar/la-provincia-aprobo-el-plan-de-inversion-de-exxonmobil/>

⁶⁷ INFOBAE, Total comenzará a estudiar la extracción en Vaca Muerta con una inversión de u\$s400 millones, En: Infobae.com. [Sitio Web]. 10, Octubre, 2013. [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: www.infobae.com/2013/10/10/1515239-total-comenzara-estudiar-la-extraccion-vaca-muerta-una-inversion-us400-millones/

⁶⁸ ARGENTINA. SENADO Y CÁMARA DE DIPUTADOS. Ley 25.675. (27, Noviembre, 2002). Presupuestos mínimos para el logro de una gestión sustentable y adecuada del ambiente.

⁶⁹ ARGENTINA. SENADO Y CÁMARA DE DIPUTADOS. Ley 24.354. (22, Agosto, 1994).

2.2.3 Unión Europea

El fracturamiento hidráulico y las explotaciones de yacimientos no convencionales son objeto de un creciente interés por las instituciones de la Unión Europea, la hoja de ruta de 2050, elaborada por la Comisión Europea⁷⁰, “insiste en la importancia potencial del gas de esquisto y otros recursos no convencionales como nuevas fuentes de abastecimiento en Europa”. Como lo señala Moreau⁷¹, hasta la fecha, se han realizado cuatro estudios sobre impacto ambiental y marco normativo de la explotación de yacimientos no convencionales, todos llegando a una diferente conclusión.

El **primer informe del Parlamento Europeo**, realizado por el Instituto del Clima, Medio Ambiente y Energía de Wuppertal (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie) y al Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, el estudio las “Repercusiones de la extracción de gas shale y oil shale en el medio ambiente y la salud humana”, que fue presentado el 15 junio 2011. Los resultados de este informe defienden la importancia y conveniencia de la elaboración de un marco que regule las actividades mineras y desvirtúa la realización de un análisis público, amplio y detallado del marco normativo en cuanto a la extracción de hidrocarburos no convencionales.

Seguido del **informe de la Comisión Europea**⁷², elaborado por la buffete Philippe & Partners, llamado “Final report on unconventional gas in Europe”, del 27 de enero de 2012, teniendo como objetivo principal la aplicación de un marco legal europeo teniendo en cuenta actividades relacionadas con el derecho ambiental, a las operaciones de exploración y explotación gas shale, tomando como referencia a cuatro estados miembros de la UE (Polonia, Francia, Alemania y Suecia); que difiere con el primer informe del Parlamento Europeo, según Moreau⁷³, el estudio de la Comisión concluye que el marco legal aplicable a la explotación de hidrocarburos no convencionales es suficiente y apropiado y que, por lo tanto, no es necesaria una legislación específica de la Unión Europea sobre la materia.

⁷⁰ UNIÓN EUROPEA. COMISIÓN EUROPEA. Hoja de Ruta de la Energía para 2050, un futuro con energía. (2013)

⁷¹ MOREAU CARBONELL, Elisa. Marco jurídico de la extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica (Fracking). En: Revista Catalana de Dret Ambiental. Vol. III Núm. 2. 29, Octubre, 2012.

⁷² UNIÓN EUROPEA. COMISIÓN EUROPEA. Reporte Final de gas no convencional en Europa. 2012.

⁷³ MOREAU CARBONELL, Elisa. Marco jurídico de la extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica (Fracking). En: Revista Catalana de Dret Ambiental. Vol. III Núm. 2. 29, Octubre, 2012.

En cuanto a la expedición del **segundo informe del Parlamento Europeo**⁷⁴, en 2012 el “Proyecto de informe sobre aspectos industriales, energéticos y otros del gas shale y oil shale”, se trata de un estudio basado en los aspectos económicos de las explotaciones de gas no convencional en relación con “el papel fundamental de la producción mundial de gas de esquisto para garantizar la seguridad y diversidad energéticas a largo plazo, también en Europa”. Este informe defiende el desarrollo de gas shale en la Unión Europea ya que ayudaría en el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero entre un 80% a un 95% de aquí a 2050. Además, es similar al informe expedido por la Comisión Europea donde se afirma que el gas proveniente de yacimientos no convencionales ayudará a la “transformación del sistema energético”, disminuyendo la dependencia de otros combustibles fósiles más contaminantes. Aunque contiene recomendaciones en materia jurídica de los permisos de hidrocarburos e invita a los Estados miembros a mejorar los procedimientos administrativos, considerando que “el marco reglamentario de la UE es adecuado para una exploración temprana” de los recursos no convencionales.

El último informe fue presentado por el **Parlamento Europeo**⁷⁵, titulado “Proyecto de informe sobre las repercusiones medioambientales de la extracción de gas shale y oil shale” elaborado por el eurodiputado polaco B. SONIK y aprobado en septiembre de 2012 por parte de la Comisión de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria. El documento ha sido duramente criticado por asociaciones ambientalistas y ecologistas europeas, como el grupo Ecologistas en Acción⁷⁶, que consideran que solamente impulsa la expansión del gas shale en Europa e ignora los riesgos y los impactos del fracking en consonancia con la defensa de los intereses industriales. El informe emitido por el parlamento europeo⁷⁷ afirma, en concreto que “ninguna fuente oficial o reconocida de ningún tipo ha demostrado la existencia de relaciones sistemáticas entre la extracción de gas shale y oil shale y la salud humana o animal, y que tampoco se ha mostrado en ningún caso que la fractura hidráulica haya causado la contaminación de agua potable”.

⁷⁴ UNIÓN EUROPEA. PARLAMENTO EUROPEO, Proyecto de informe sobre aspectos industriales, energéticos y otros del gas y el aceite de esquisto.

⁷⁵ UNIÓN EUROPEA. PARLAMENTO EUROPEO. Proyecto de informe sobre las repercusiones medioambientales de la extracción de gas y petróleo de esquisto (11, Abril, 2012).

⁷⁶ ECOLOGISTAS EN ACCIÓN. Declaración sobre el petróleo y el gas de esquisto, I metano procedente de yacimientos de carbón y la fractura hidráulica. [Sitio Web]. 10, Octubre, 2013. [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: www.ecologistasenaccion.org/IMG/pdf/declaracion_fracking.pdf

⁷⁷ UNIÓN EUROPEA. PARLAMENTO EUROPEO, Proyecto de informe sobre aspectos industriales, energéticos y otros del gas y el aceite de esquisto.

La existencia de una normativa especial en la Unión Europea no va más allá del establecimiento de ciertas recomendaciones a los países miembros,

La Comisión Europea ha adoptado hoy una Recomendación con objeto de garantizar una protección adecuada del medio ambiente y el clima en lo que respecta a la técnica de fracturación hidráulica de alto volumen (también conocida como fracking) utilizada en particular en las operaciones con gas de esquisto. La Recomendación debe ayudar a todos los Estados miembros que deseen aplicar esta práctica a controlar los riesgos sanitarios y ambientales y a aumentar la transparencia para los ciudadanos. Además, crea unas condiciones equitativas para las empresas del sector y establece un marco más claro para los inversores.⁷⁸

La normativa vigente en Europa, no responde a las necesidades actuales de la industria extractiva, cuyos retos no han sido respondidos por la legislación europea. La explotación de yacimientos no convencionales queda por fuera de la normatividad de la industria petrolera, por ejemplo, la directiva 2011/92/UE limita la evaluación de impacto ambiental a los pozos que extraigan más de 500000 m³ de gas natural por día; debido a las complicaciones técnicas, los pozos de gas shale no alcanzan dicho umbral, por lo que quedan fuera de la evaluación de impacto ambiental. El primer informe del Parlamento, plantea que deben revisarse dichos umbrales y de esta manera incluir la hidrofractura, ya que esta necesita la perforación de una gran cantidad de pozos que repercute sobre el paisaje, el consumo de agua y los recursos naturales; además de prestar especial atención a las actividades de fracturamiento y afectación de aguas de superficie. De igual manera, se propone considerar la prohibición de productos tóxicos en los fluidos de inyección o darlos a conocer, y que de esta manera se restrinjan o se controle el número de químicos utilizados. De esta manera, se aconseja la recopilación y estudio de los accidentes graves, y la identificación de riesgos potenciales derivados de la aplicación del fracturamiento hidráulico.

Las pruebas de yacimientos no convencionales hoy en día, se encuentran en una fase temprana en la Unión Europea. El primer pozo estimulado mediante fracturamiento hidráulico desató una serie de sismos menores, debido a su cercanía a una falla. Después de 18 meses de una moratoria impuesta, el gobierno concluyó que los riesgos ambientales derivados de la aplicación de esta técnica eran menores y manejables. La exploración de gas shale se reanudó en Diciembre de 2012 con estricto monitoreo, empresas a la cabeza de exploración de yacimientos no convencionales son Cuadrilla Resources, IGAS y Dart Energy.

El caso de **Francia**, es uno de los más importantes en el ámbito normativo de los yacimientos no convencionales, este país es el primero en Europa que prohibió la extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica –junto con Polonia-, pero

⁷⁸ COMISIÓN EUROPEA. Medio Ambiente: La Comisión Europea Recomienda Unos Principios Mínimos En Relación Con El Gas De Esquisto. [Sitio Web]. 2014. [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: europa.eu/rapid/press-release_IP-14-55_es.htm

también es uno de los territorios con más reservas estimadas de recursos provenientes de lutitas a nivel mundial. El presidente francés, F. Hollande, anunció durante la apertura de una conferencia sobre el medio ambiente en París el 14 de septiembre de 2012, reportado por Le Monde⁷⁹, que “no hay nadie que pueda afirmar que la explotación de gas y petróleo de pizarra por fractura hidráulica, única técnica conocida hasta el momento para su extracción, está exenta de riesgos para la salud y el medio ambiente”.

La ley 2011-835, de 13 de julio de 2011, publicada en el Diario Oficial de 14 de julio de 2011 (corregida en el Diario Oficial de 11 agosto) y tramitada por el procedimiento de urgencia, es el resultado de cinco proposiciones de ley presentadas ante la Asamblea Nacional y el Senado entre los meses de marzo y abril de 2011. Dicha ley consta de cuatro artículos, el primer artículo prohíbe en todo el territorio francés la exploración y explotación de minas de hidrocarburos líquidos o gaseosos mediante la técnica de fractura hidráulica, subrayando que la prohibición afecta a la técnica y no al recurso. Haciendo imposible la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales a partir del momento de entrada en vigor de la Ley.

La prohibición de la práctica de hidrofractura en el territorio francés, se encuentra sustentada en virtud del principio de precaución, señalado por Embid⁸⁰

Quando un daño incierto, según el estado de los conocimientos científicos, pueda afectar de manera grave e irreversible al medio ambiente, las autoridades públicas, en el ámbito de sus competencias, velarán por la puesta en marcha de procedimientos de evaluación de riesgos y la adopción de medidas provisionales y proporcionadas para evitar el daño”, el ente regulador competente concluye que ante un riesgo incierto resulta ser ineludible la realización de una correcta evaluación de este.

La evaluación de riesgos e impactos asociados a la aplicación del fracturamiento hidráulico se realizó mediante la iniciativa del legislador al encomendar la realización de un estudio informativo sobre los hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales por parte de la Comisión de Economía, Desarrollo Sostenible y Ordenación del Territorio de la Asamblea Nacional⁸¹, que se presentó el 8 de junio de 2011, muy cerca de la emisión de la ley prohibitoria.

⁷⁹ LE MONDE, 17 Septiembre de 2011. Citado por MOREAU CARBONELL, Elisa. Marco jurídico de la extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica (Fracking). En: Revista Catalana de Dret Ambiental. Vol. III Núm. 2. 29, Octubre, 2012.

⁸⁰ EMBID TELLO, Antonio. Precaución y Derecho: El caso de los campos electromagnéticos. Madrid, 2010, p. 561. ISBN: 978-84-9890-088-0. Citado por MOREAU CARBONELL, Elisa. Marco jurídico de la extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica (Fracking). En: Revista Catalana de Dret Ambiental. Vol. III Núm. 2. 29, Octubre, 2012.

⁸¹ FRANCIA. GONNOT, F; y MARTIN, P; Diputados de la Asamblea Nacional, Reporte de Información 3517, 2011.

Simultáneamente se expidió un informe elaborado por el Consejo General de Economía, Industria, Energía y Tecnologías (CGIET) y del Consejo General de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible (CGEDD)⁸²; en febrero de 2012 y el Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible encomendó a un conjunto de expertos del Bureau de Recherches Géologiques et Minières⁸³ (BRGM) y otros organismos públicos la elaboración de un reporte sobre los riesgos de la explotación de hidrocarburos no convencionales.

Los nombrados informes ofrecen datos de reservas de yacimientos no convencionales, impacto económico y ambiental de su explotación y hacen referencia al marco legal aplicable, con referencias de estudios realizados por organismos de EEUU. Según el senador Houel⁸⁴, “el problema reside en la realización de dichos informes en un momento posterior a la promulgación de la Ley 2011-835, o sin haber terminado los trabajos parlamentarios. Por eso, se ha criticado que la urgencia en la tramitación de la ley ha hecho difícil, cuando no imposible, incorporar las recomendaciones de dichos informes”.

De igual manera, con la promulgación de dicha ley, el cuerpo legislativo francés⁸⁵ prefirió una prohibición total de la hidrofractura, valorando que las incertidumbres relativas a los riesgos del fracking y las deficiencias de su marco legal hacen que aquella sea la “mejor solución” según el principio de precaución, justificando las medidas legales tomadas por el carácter provisional y de urgencia.

Por su parte la comunidad científica, no ha estado de acuerdo en la gestión realizada y la sincronía de los procesos jurídicos, en el desarrollo de la tramitación parlamentaria de la Ley, hizo sentir su visión contraria a la prohibición con el argumento de que no existen evidencias científicas claras sobre los riesgos ambientales y sanitarios de la fractura hidráulica. Los ponentes que han hecho parte de los trabajos legislativos reiteran en la importancia de profundizar estudios que ayuden a comprender mejor dichos riesgos.

La aplicación del principio de precaución en la aplicación del fracturamiento hidráulico se muestra en el estudio informativo realizado por la Comisión

⁸² FRANCIA. LETEURTROIS, J; PILLET, D; DURVILLE, J; GAZEAU, J; BELLEC, G; CATOIRE, S. Reporte Complementario: La piedra angular de los hidrocarburos en Francia. 2012.

⁸³ FRANCIA. DE LARY, L; FABRIOL, H; MORETTI, I; KALAYDJIAN, F; DIDIER, C; Reporte Final: Matriz de impactos relacionados con operaciones de hidrocarburos. 2011.

⁸⁴ FRANCIA. HOUEL, M. COMISIÓN DE ECONOMÍA, DESARROLLO SOSTENIBLE Y ORDENACIÓN DEL TERRITORIO. Reporte 556. 25 de mayo de 2011.

⁸⁵ FRANCIA. HAVARD M; CHANTEGUET. COMISIÓN SOBRE EL DESARROLLO SOSTENIBLE Y PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO DE LEY. Reporte 3392. Para prohibir la exploración y explotación de petróleo y gas mediante fracturación hidráulica ya la derogación licencias exclusivas para incluir proyectos que utilizan esta técnica. 4 de mayo de 2011.

parlamentaria de Evaluación y Control de las Políticas Públicas de la Asamblea Nacional⁸⁶, que considera que “se ha legislado con precipitación, bajo el impulso de la emoción y con fundamentos de dudosa racionalidad”; el informe critica de manera especial que la ley se haya aprobado sin tener en cuenta las conclusiones de los estudios informativos que se llevaron a cabo.

La precipitación mostrada por el legislador ofrece una imagen distorsionada del principio de precaución, que no es un principio de urgencia”, de igual manera, la justificación de la prohibición del fracking vista desde el principio de precaución y de prevención –cuando se habla de riesgos inciertos se legitima la aplicación del principio de precaución, mientras que si se parte de riesgos probados se conduce a la aplicación de medidas preventivas-,”resulta confusa desde un punto de vista jurídico, pues ambos principios, si bien recogidos en el mismo precepto del Código del Medio Ambiente, no obedecen a los mismos presupuestos ni permiten adoptar las mismas medidas ante riesgos emergentes⁸⁷.

Siguiendo el momento después de la promulgación de la ley, el ente administrativo en materia energética, recibió 64 informes, dentro de los cuales se encontraban permisos vigentes, que mediante la decisión administrativa del 12 de octubre de 2011, fueron revocados tres de ellos que tenían que ver con las explotaciones de gas shale que utilizaban la técnica del fracturamiento hidráulico. Los titulares de los 61 permisos restantes de hidrocarburos que siguen vigentes, se han comprometido formalmente a no utilizar la fractura hidráulica y limitarse a los yacimientos convencionales.

Se considera una problemática de carácter jurídico, la revocación de los títulos ya concedidos, al momento de debatir la posibilidad de que los titulares de dichos permisos puedan solicitar una indemnización por daños en la aplicación del régimen de responsabilidad patrimonial por actos legislativos, porque aunque no se podían explotar el yacimiento, si se incurren en pérdidas de inversión y la pérdida del uso de la técnica de fractura hidráulica en estimulaciones de yacimientos convencionales.

La ley 2011-835⁸⁸ crea un órgano administrativo, la Comisión Nacional de Orientación, Seguimiento y Evaluación de las Técnicas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos que tiene como función “evaluar los riesgos

⁸⁶ FRANCIA. GEST, TOURTELIER. Reporte de Información 3970. Sobre la evaluación de la aplicación del artículo 5 de la Carta de Medio Ambiente sobre la aplicación del principio de precaución. 2011.

⁸⁷ MOREAU CARBONELL, Elisa. Marco jurídico de la extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica (Fracking). En: Revista Catalana de Dret Ambiental. Vol. III Núm. 2. 29, Octubre, 2012.

⁸⁸ FRANCIA. ASAMBLEA NACIONAL. Ley 2011-835. Para prohibir la exploración y explotación de petróleo y gas por fractura hidráulica y la derogación de la licencia de investigación exclusiva con proyectos utilizando esta técnica. (13 Julio 2011).

ambientales asociados a las técnicas de fractura hidráulica o técnicas alternativas”, además de autorizar aquellas operaciones de fracturamiento hidráulico realizadas con fines investigativos bajo control público; ya se nombraba en el informe de la comisión de expertos, como recomendación a los poderes públicos “la puesta en marcha de un programa de investigación científica, nacional o europeo, sobre la técnica de la fractura hidráulica y su impacto ambiental, con el objetivo de ampliar el conocimiento geológico e hidrogeológico de los yacimientos no convencionales, profundizar en las mejores técnicas disponibles, mejorar su marco jurídico y extremar los controles de la policía de minas”.

Finalmente, el artículo 4 de la ley 2011-835, dispone

El Gobierno remitirá anualmente al Parlamento un informe sobre la evolución de las técnicas de exploración y explotación y el conocimiento del subsuelo francés, europeo e internacional en materia de hidrocarburos líquidos o gaseosos, sobre las condiciones para la puesta en marcha de experimentaciones realizadas a los solos efectos de investigación científica bajo control público, sobre los trabajos de la Comisión Nacional creada en el artículo 2, sobre la adecuación del ordenamiento jurídico minero a la Carta del Medio Ambiente y sobre las adaptaciones legislativas o reglamentarias realizadas.⁸⁹

Además de la obligación de la elaboración de un informe anual, se deja abierta la posibilidad de la fractura hidráulica en operaciones de exploración o explotación reducidas solo a procedimientos con “fines científicos”, expresión que no se encuentra del todo clara, pero que permite desarrollar la técnica en Francia, pues dichos permisos se otorgan sin información apropiada sobre las técnicas a emplear o las consecuencias potenciales sobre el ambiente.

2.2.4 Colombia

En Colombia, el uso del fracturamiento hidráulico fue incluido como tecnología de extracción de hidrocarburos en los años 50, ayudando al incremento de recuperación de petróleo en campos de yacimientos convencionales que se encontraban en su etapa de descenso de producción. Razón por la cual, se difundió en varias zonas de explotación petrolera del país, entre las cuales se encontraban el Valle del Magdalena, Orito y Catatumbo, entre otras.

Se han realizado numerosas investigaciones que han permitido regular la estimulación hidráulica en el país, permitiendo desarrollar un marco normativo basado en las mejores prácticas industriales en tema petrolero a nivel mundial.

⁸⁹ FRANCIA. ASAMBLEA NACIONAL. Ley 2011-835. Para prohibir la exploración y explotación de petróleo y gas por fractura hidráulica y la derogación de la licencia de investigación exclusiva con proyectos utilizando esta técnica. (13 Julio 2011).

La expedición de la resolución 180742 de 2012, seguida del decreto 3004 de Diciembre 26 de 2013, por parte del Ministerio de Minas y Energía⁹⁰ que establece los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, resultan los primeros acercamientos para la próxima expedición de normas técnicas y procedimientos en materia de integridad de pozos, estimulación hidráulica, inyección de agua de producción fluidos de retorno y sobre otras “materias técnicas asociadas a la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales, para adelantar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en los citados yacimientos, a excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano”.

De acuerdo a los riesgos potenciales identificados, en el cuadro 3 se relacionan la aplicabilidad de normas con las distintas normas de la industria.

Cuadro 3. Normatividad expedida en materia de fracturamiento hidráulico, Colombia

| RIESGO POTENCIAL | NORMATIVA EXPEDIDA | PRÁCTICAS DE LA INDUSTRIA |
|---|--|--|
| Disposición y tratamiento del fluido de retorno | <p>RES. 90341 de 2014. (Ministerio de Minas y Energía) Estableció una distancia mínima del fondo de los acuíferos aprovechables para consumo humano de aproximadamente 500 metros. Establece los requerimientos relacionados con la construcción, diseño de pozos y pruebas de integridad.</p> <p>RES. 0541 DE 2014. (Min. Ambiente y Desarrollo Sostenible) Principio de precaución. Debido a la incertidumbre de lo que pueda arrastrar el fluido del yacimiento, no se permite que éste se almacene en piscinas y tampoco que se hagan vertimientos en cuerpos de agua, ni siquiera si el fluido es tratado. Solamente se permite la disposición que se haga por vertimiento en suelos, previo tratamiento del fluido cumpliendo los estándares. También se permite la disposición de fluido de retorno a través de la reinyección.</p> | <p>El fluido de retorno se separa en la superficie. El agua se reutilizada en nuevos procesos de estimulación hidráulica. Como todas las aguas industriales, el fluido se somete a un proceso de tratamiento hasta cumplir con los estándares de calidad establecido en la normatividad ambiental.</p> |

⁹⁰ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Decreto 3004. (26, Diciembre, 2013). Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. 2013.

Cuadro 3. Continuación

| RIESGO POTENCIAL | NORMATIVA EXPEDIDA | PRÁCTICAS DE LA INDUSTRIA |
|-------------------------------|--|--|
| Protección de cuerpos de agua | <p>RES. 90341 de 2014. (Ministerio de Minas y Energía)</p> <p>RES. 0541 DE 2104. (Min. Ambiente y Desarrollo Sostenible)</p> <p>Establece que los tanques que almacenen los aditivos o el fluido de retorno en superficie tengan una contención que permita albergar hasta el 110% del volumen a inyectar. Establece estrictos parámetros de monitoreo de los acuíferos en el área de influencia de los pozos. La regulación de las dos entidades establece que si hay sospechas de falla de integridad en el pozo se debe detener la actividad.</p> | <p>Durante la perforación de cualquier tipo de pozo, los acuíferos se protegen con tuberías de acero y cemento que evitan cualquier riesgo de contaminación. La cubierta se extiende desde la exterior hasta la parte inferior del pozo por debajo de los niveles de agua potable.</p> <p>La integridad de la tubería y el cemento se prueban antes de perforar una nueva sección del pozo. También se prueba el pozo para confirmar su integridad antes de la estimulación hidráulica.</p> <p>Los pozos se monitorean con sensores de presión a lo largo de la vida del mismo con el fin de verificar el sellado.</p> <p>La cantidad de agua que se utiliza es de hasta 25.000 m3 por pozo.</p> |
| Uso del agua | <p>RES. 0541 DE 2104. (Min. Ambiente y Desarrollo Sostenible)</p> <p>La regulación para la etapa exploratoria sugiere, por un lado, la reutilización del agua y, por el otro, el uso de aguas residuales. Además, exige definir alternativas de uso de agua en periodos de sequía.</p> | <p>La cantidad de agua que se utiliza en la estimulación hidráulica es de 25.000 m3 por pozo. El uso de agua en la estimulación hidráulica dura aproximadamente dos semanas. La producción de hidrocarburo puede durar hasta 30 años y se realiza sin uso de agua.</p> <p>El fluido de retorno, con el debido tratamiento, podrá utilizarse en otras operaciones.</p> |
| Control de emisiones | <p>RES. 0541 DE 2104. (Min. Ambiente y Desarrollo Sostenible)</p> <p>Prohíbe el uso de piscinas y el venteo (liberación directa de gases a la atmosfera).</p> <p>Establece estrictos parámetros de monitoreo de gases durante la actividad.</p> | <p>Se realiza monitoreo para controlar que no haya contaminación atmosférica.</p> <p>Los hidrocarburos líquidos se almacenan en facilidades temporales y luego se transportan en camiones o barcas a refinerías o puntos de exportación, y posteriormente en ductos. De 15 a 20 pozos se pueden perforar de una misma plataforma, minimizando la huella ambiental.</p> <p>Se evalúan alternativas de generación de energía a través del gas producido, así como su comercialización.</p> |
| Sismicidad Inducida | <p>RES. 90341 de 2014. (Ministerio de Minas y Energía)</p> <p>Establece unas distancias mínimas de las fallas geológicas activas, de los pozos tanto de inyección como de exploración.</p> <p>Determina un monitoreo permanente de la sismicidad durante la estimulación y la inyección.</p> <p>Si llegara a presentarse un evento de sismicidad, se debe suspender inmediatamente las actividades.</p> | <p>Para evitar la generación de temblores antes de la perforación se evalúa la probabilidad de encontrar fallas geológicas o bolsillos de gas.</p> <p>De presentarse sismicidad, ésta equivale a un evento levemente perceptible en superficie. De presentarse sismicidad puede ser de 3 en la escala de Richter, evento levemente perceptible en superficie.</p> <p>Un sismo magnitud 3 equivale al movimiento producido por camión pasando por una vía.</p> <p>Hay monitoreo del área para detectar si se está generando sismicidad. En caso de ocurrencia, se toman correctivos.</p> |

Fuente: ACP, Asociación Colombiana del Petróleo, La verdad del Fracking, Disponible en: <http://laverdaddelfracking.com/actuando/marco-regulatorio-en-colombia/sismicidad-inducida>

Dichas normas, cubren de una manera preliminar pero suficiente los riesgos potenciales asociados a la práctica en el país, resultan ser indicaciones infalibles del desarrollo en materia energética. El Espectador⁹¹ señala que Francisco Lloreda, presidente de ACP, asegura que “Colombia está preparada para aplicar la técnica del fracking correctamente desde el punto de vista operacional y ambiental”. El gremio petrolero que agrupa a las multinacionales petroleras con operación en el país, considera que existe desinformación con respecto a los yacimientos no convencionales y la aplicación de la técnica del fracking, y que se le ha dado una lectura equivocada a algunos estudios internacionales; Lloreda reitera la importancia de impulsar "todo tipo de exploración de yacimientos, es decir yacimientos convencionales, recobro mejorado, offshore y no convencionales, pues es la forma en que Colombia podrá aumentar sus reservas y garantizar su autosuficiencia en hidrocarburos”.

En el reportaje emitido por El Espectador⁹², Germán Arce, designado ministro de Minas y Energía considera la implementación una tecnología que está incorporada en la regulación ya hace un tiempo, indicando que “Con claridad creemos que lo podemos hacer de manera segura y responsable. Ha habido avances en la regulación y hay una puesta importante del aumento de reservas que le puede aportar esa tecnología al país”, reafirmó que la explotación de los hidrocarburos es la principal fuente para financiar las inversiones. “Es una decisión que la administración Santos tomó desde que empezó su primer mandato en 2010”.

A finales del año 2015, según El Espectador⁹³ la petrolera estadounidense Conoco Phillips, una de las más grandes del mundo, oficializó su apuesta en el país por los yacimientos no convencionales; firmando el primer contrato adicional para este tipo de actividad, con la que se extraen los hidrocarburos en yacimientos no convencionales, embarcando uno de los proyectos de interés nacional estratégico que la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Ministerio de Minas y Energía han presentado recientemente. Dicho contrato cuenta con 9 años de exploración y 30 más para la explotación, la confianza generada en materia de estabilidad jurídica en el país e impulsa la inversión extranjera de empresas gigantes con vasta experiencia en la aplicación de nuevas tecnologías. Sin

⁹¹ EL ESPECTADOR. Colombia está preparada para aplicar el fracking: ACP. [Sitio web]. 2015. [Consultado el 06, Julio, 2016]. Disponible en: www.elespectador.com/noticias/economia/colombia-esta-preparada-aplicar-el-fracking-acp-articulo-560125.

⁹² EL ESPECTADOR. El ‘fracking’ lo podemos hacer de manera segura y responsable. [Sitio web]. 2015. [Consultado el 06, Julio, 2016]. Disponible en: www.elespectador.com/noticias/economia/el-fracking-podemos-hacer-de-manera-segura-y-responsabl-articulo-629392

⁹³ EL ESPECTADOR. Conoco Phillips hará 'fracking' en Colombia. [Sitio web]. 2015. [Consultado el 06, Julio, 2016]. Disponible en: www.elespectador.com/noticias/economia/conoco-phillips-hara-fracking-colombia-articulo-603063

embargo, según El Tiempo⁹⁴, el ANLA aclaró en abril del año en curso, “A la fecha no se ha otorgado ninguna licencia de exploración de hidrocarburos en yacimientos mediante la metodología de ‘fracking’ en ninguna parte del territorio nacional”. Respuesta ante lo que consideró una “información imprecisa sobre la actividad desarrollada por Conoco Phillips en el municipio de San Martín, Cesar”; en este municipio, aclaró la entidad, “Conoco Phillips cuenta con una licencia ambiental exploratoria otorgada mediante Resolución 0857 del 30 de julio de 2014, la cual en el tema relacionado con el ‘fracking’ establece específicamente”, según la ANLA, “Artículo décimo cuarto. No se autoriza ninguna actividad relacionada con yacimientos no convencionales”, como lo afirmó Fernango Iregui, el entonces director de la ANLA, que hasta el momento no se cuenta con ninguna autorización al respecto.

⁹⁴ CARACOL, En Colombia no hay autorización para hacer “fracking”: ANLA. [Sitio web]. 2016. [Consultado el 06, Julio, 2016]. Disponible en: www.caracol.com.co/radio/2016/04/20/nacional/1461115161_419053.html

3. RESPUESTA PÚBLICA Y DE LOS ACTORES EN EL ESCENARIO PETROLERO EN LA APLICACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

3.1 ACTORES EN EL ESCENARIO PETROLERO: RESPUESTA EMPRESARIAL Y RESPONSABILIDAD SOCIOAMBIENTAL

La industria petrolera desde un foco científico con algunos trazos sociales, ha intentado aclarar cualquier comunicado que pretenda desvirtuar las prácticas de exploración y explotación de hidrocarburos mediante el fracturamiento hidráulico. Angarita⁹⁵ sostiene que las complicaciones operacionales de la implementación de este proceso parecen no ser mayores, aunque sí implica una serie de riesgos, que si no se consideran apropiadamente, pueden tener impactos ambientales y sociales de importancia. En los últimos años, la industria del petróleo y el gas ha seguido integrando la responsabilidad social, en temas de salud y seguridad, junto con una administración responsable de los recursos naturales en sistemas de gestión empresarial. Según Aaron⁹⁶, la explotación de hidrocarburos presentes en lutitas ahora presenta un caso de prueba para dicho sistema de gestión impulsando el desempeño social para afrontar los retos empresariales y normativos, que permitirá lograr la consistencia de los resultados en todas las diferentes operaciones.

3.1.1 Administración de recursos naturales

Las consideraciones ambientales hacen parte del tema más sensible en el desarrollo de yacimientos no convencionales. La gestión del recurso hídrico, representa una parte significativa de la logística asociada con la industria del petróleo y el gas, el proceso de identificación de las fuentes, la determinación de los modos de transporte óptimos y la selección del tratamiento y tecnología. Los objetivos de gestión del agua se encuentran influenciados por la economía del proyecto, los reglamentos, los objetivos corporativos y los intereses de los participantes. Lo que demuestra que la base para las decisiones de gestión del agua con respecto a los aspectos sociales, ambientales y económicos, es fundamental para obtener el apoyo de las partes interesadas. Para Taylor⁹⁷, la utilización de una herramienta de ayuda a la decisión multicriterio y la construcción de un análisis estructurado para este proceso, garantiza que los diversos objetivos se identifiquen y traten adecuadamente.

⁹⁵ ANGARITA OSPINA, Alejandro. El Fracking: Riegos y Ventajas Reales. En: La Nación. [Sitio web]. 16, Septiembre, 2014. [Consultado el 24, Julio, 2016]. Disponible en: www.lanacion.com.co/index.php/component/k2/item/241180-el-fracking-riesgos-y-ventajas-reales.

⁹⁶ AARON PADILLA. Social Responsibility & Management Systems: Elevating Performance for Shale Gas Development. En: Society of Petroleum Engineers. Vol. 10.2118/156728-MS, no. SPE-156728-MS. 2012.

⁹⁷ TAYLOR, Tekla. Demonstrating Social Responsibility in Water Management Decisions. En: Society of Petroleum Engineers. URTEC-1922591-MS. 2014.

El ciclo de vida del recurso hídrico, define los procesos de manejo en los diferentes procesos industriales; la gestión del agua (Imagen 20), comienza con la identificación de una fuente para construcción de pozos, perforación y operaciones (fracturamiento hidráulico), transporte y manejo a la ubicación durante la operación de superficie. Seguido de la fractura hidráulica, el manejo del flowback inicial y la gestión a largo plazo del agua proveniente del subsuelo, involucra procesos de almacenamiento, transporte y tratamiento para reutilización o disposición final del recurso.

Imagen 20. Ciclo de vida del agua en operaciones de gas shale y oil shale



Fuente: TAYLOR, Tekla, Society of Petroleum Engineers, "Demonstrating Social Responsibility in Water Management Decisions", SPE-2014-1922591-MS, 2014

A pesar de que hay una marcada tendencia a la reutilización del agua dentro de los procesos operacionales, existe una preocupación por el uso del agua para el fracturamiento hidráulico, lo que ha conllevado a debates públicos. Dicha discusión no se limita a ciertas zonas geográficas específicas, se ha convertido en un fenómeno global, que influye directamente en las regulaciones y en la obtención de licencias ambientales.

Un mensaje prevalente al público, es que ante situaciones de sequía, no habrá suficiente agua para suplir a las comunidades y los intereses agrícolas si el recurso se centra en el uso por la industria del petróleo y gas; es importante reconocer que en áreas altamente agrícolas, la demanda de agua puede exceder la cantidad para uso doméstico. A pesar de que la demanda de dicho recurso es temporal, al inicio de la fase de desarrollo del campo, la percepción sigue siendo que la industria disminuye suministros locales, incrementando los costos del agua y poniendo en riesgo las actividades agrícolas. Las empresas petroleras, han estudiado y aplicado una variedad de técnicas, que incluyen el reciclaje y reutilización de agua producida. Para disminuir la demanda de nuevas fuentes de

agua; dicha búsqueda también se dirige a mejorar los métodos de tratamiento del flowback para que entre como materia prima a diferentes procesos y pueda ser reutilizada eficientemente.

Actualmente, el empleo de camiones para el transporte terrestre de agua y otros fluidos utilizados en el proceso de fracturamiento hidráulico, repercute directamente en el incremento de emisiones y contaminación del aire, razón por la cual las operadoras han recurrido en mayor medida al empleo de líneas de flujo superficial para el transporte de agua a los sitios de los pozos; adicionalmente, la implementación de multipozos, ayudan a centralizar el almacenamiento y manejo del flowback. De acuerdo con Gilbert⁹⁸, en un esfuerzo por mejorar el rendimiento ambiental, las empresas de petróleo y gas más importantes de EEUU, están realizando conversiones de las plataformas de perforación y los motores de camiones para funcionar con gas natural licuado.

En EEUU, por el aumento de la aplicación de la técnica, La EPA⁹⁹ en colaboración con los estados, se encuentra examinando los diferentes métodos de gestión utilizadas por la industria para asegurar que existen marcos regulatorios y de permisos en lugar de proporcionar opciones seguras y legales para la eliminación de flowback y el agua producida, mediante diferentes técnicas innovadoras que permitan un rendimiento ambientalmente eficiente.

Los impactos de la contaminación del aire derivados del proceso de fractura hidráulica, están siendo caracterizados más detalladamente por convenios con la EPA, agencias federales, y el Departamento del Interior de Estados Unidos, con el fin de reducirlos; mediante programas como Natural Gas STAR, han identificado las tecnologías y prácticas que pueden reducir económicamente las emisiones de metano del sector de petróleo y gas natural en EEUU y en el extranjero; a través del programa Clean Construcción, la EPA está promoviendo una tecnología eficiente de combustibles más limpios para innovar las formas en que los equipos de fracturación hidráulica y operacionales reduzcan las emisiones a la atmósfera. La EPA también administra regulaciones de la Ley de Aire Limpio para la producción de petróleo y gas natural, incluidas las normas de presentación de las emisiones de gases de efecto invernadero.

⁹⁸ GILBERT, Daniel. Drillers Shift to Use of Natural Gas. En: The Wall Street Journal [Sitio web]. 25, Diciembre, 2016. [Consultado el 06, Julio, 2016]. Disponible en: <http://www.wsj.com/articles/SB10001424127887323291704578199751783044798>

⁹⁹ US ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY EPA. Natural Gas Extraction - Hydraulic Fracturing. En: US EPA. [Sitio Web]. 16, Agosto, 2016. [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: <https://www.epa.gov/hydraulicfracturing#providing>

3.1.2 Responsabilidad social

La obtención de licencias sociales de operación se ha convertido en los retos más importantes, incluso sobre las preocupaciones ambientales que también rodean la aplicación del fracking. En los últimos años, la industria del petróleo y del gas ha apostado por sistemas de gestión, integrando responsabilidad social –junto con la salud, seguridad y ambiente-. El desarrollo de yacimientos no convencionales, presenta un caso de prueba para la propuesta de sistemas de gestión impulsando los desempeños sociales para afrontar los mayores retos que la aplicación del fracturamiento hidráulico demanda.

Entes gubernamentales y gremios científicos, como la EPA¹⁰⁰ en EEUU, trabaja con los estados, empresas petroleras y actores clave para ayudar a asegurar que la extracción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales no venga a expensas de la salud pública y el medio ambiente; los enfoques y obligaciones de se centran en la supervisión, orientación y, en su caso, la reglamentación para lograr la mejor protección posible para el aire, el agua y el suelo. Paralelamente, la EPA se encuentra invirtiendo en la mejora de la comprensión científica del fracturamiento hidráulico, proporcionando claridad regulatoria con respecto a las leyes vigentes, y el uso de las autoridades existentes para mejorar las garantías ambientales y sanitarias.

La industria de hidrocarburos inicialmente descalificó a las personas que habían manifestado sus preocupaciones sobre la fracturación hidráulica, señalándolos como individuos ideológicamente influenciados que estaban haciendo reclamos sin base científica y dañando la creación de empleos y el crecimiento económico. Sin embargo, en 2012 la EIA reconoció que las preocupaciones ambientales sobre la fracturación hidráulica no eran frágiles ni triviales, y paralelamente propuso una serie de reglas de oro para la industria con el fin de delimitar y establecer prácticas operacionales más seguras, en la extracción de gas shale.

La responsabilidad social de las empresas petroleras, se reflñeja en el seguimiento de las reglas de oro para el desarrollo de yacimientos no convencionales. Las reglas de oro de Birol¹⁰¹ recalcan la transparencia total, la evaluación y el monitoreo de los impactos ambientales y en el compromiso con las comunidades locales, que son asuntos críticos para atender las preocupaciones públicas. La cuidadosa selección de zonas de perforación puede reducir los impactos sobre el suelo y dirigirse más efectivamente a áreas productivas, a la vez

¹⁰⁰ US ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY EPA. Natural Gas Extraction - Hydraulic Fracturing. En: US EPA. [Sitio Web]. 16, Agosto, 2016. [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: <https://www.epa.gov/hydraulicfracturing#providing>

¹⁰¹ BIROL, Fatih; BESSON, Christian. Golden Rules for a Golden Age of Gas, World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. En: International Energy Agency. París: OECD/EIA. 2012. p. 150.

que se minimiza cualquier riesgo de sismos o de migración de fluidos entre estratos geológicos. Las fugas de los pozos a los acuíferos pueden prevenirse con altos estándares en el diseño, la construcción y el estudio íntegro de los pozos. Las evaluaciones rigurosas y el monitoreo de los requisitos de agua (para gas de esquisto y gas de baja permeabilidad), de la calidad de agua producida (para metano de capas carboníferas) y del agua residual para todos los tipos de gas no tradicional, pueden garantizar decisiones informadas y rigurosas sobre el manejo y el vertimiento del agua. Las emisiones de contaminantes locales y gases causantes del efecto invernadero pueden ser reducidas mediante inversiones para eliminar la fuga y quema durante la fase de finalización del pozo.

Las reglas de oro son consideradas como una oportunidad para que la industria haga las cosas bien, demuestre su compromiso, acoja las preocupaciones públicas y alcance una “licencia social” para operar. Entre los actores más importantes que avalaron el desarrollo de dicho documento se encuentran National Energy Council of Indonesia, Enel, Exxon Mobil, Schlumberger, World Economic Forum, Concejo Nacional de Petróleo de Estados Unidos, Universidad de Manchester, EPA, BP, Total, Departamento de Energía de Estados Unidos, Comisión Nacional de Hidrocarburos de México, Comisión del Agua de Queensland Australia, Agencia de Ambiente de la Unión Europea, Chevron, Asociación de Gas de Japón, Centro de Energía Skolkovo Rusia, Statoil, Petrobras, Ministerio de Economía de Polonia, Shell, entre otros. A pesar de compromiso que los actores y compañías han demostrado, la resistencia a este sistema sigue latente, lo que podría explicarse por la falta de conocimiento, ya que cualquier actividad humana tiene consecuencias en el ambiente y nuestra responsabilidad es minimizarlas. Por su parte, según Gilbert¹⁰², Exxon Mobil, Chevron Corporation y ConocoPhillips emitieron anuncios durante 2011 y 2012 en los que se describían los beneficios económicos y medioambientales del gas natural, argumentando que la fracturación hidráulica era una técnica segura.

Desde un punto de vista divulgativo, Energy in Depth¹⁰³, puso en entredicho los hechos recogidos en el filme más importante que emite una voz de desacuerdo por la estimulación hidráulica abarcado en “Gasland”, que en 2010, John Hanger, del Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania, asegura que lo expuesto en este documental fue “fundamentalmente deshonesto... Una presentación deliberadamente falsa para el efecto dramático... esta película sin duda contribuye a menos entendimiento público de la técnica”

¹⁰² GILBERT, Daniel. Matt Damon Fracking Film Lights Up Petroleum Lobby. En: The Wall Street Journal [Sitio web]. 07, Octubre, 2012. [Consultado el 06, Julio, 2016]. Disponible en: www.wsj.com/articles/SB10000872396390443294904578042620641185816#articleTabs%3Darticle

¹⁰³ ENERGY IN DEPTH. Gasland Debunked. [Sitio web]. s.f. [Consultado el 14, Agosto, 2016]. Disponible en: www.energyindepth.org/gasland-ii-debunked/

En Colombia, algunos gremios científicos desvirtúan los mitos del sector petrolero, el sector con la percepción más negativa a nivel nacional, con información que se respalda con bases técnico científicas. La Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos¹⁰⁴, Acipet, los directores de los programas de Colombia con Facultades de Geología, Ingeniería de Petróleos y Geofísica, y las Asociaciones que reúnen a los profesionales especializados en la industria hicieron un pronunciamiento conjunto para manifestar su “preocupación frente a la estigmatización que viene teniendo el sector petrolero como una amenaza para los ecosistemas y la biodiversidad en algunas regiones del país, basado en opiniones sin el suficiente soporte técnico y científico”.

Estos gremios pusieron a disposición la experiencia de sus profesionales, docentes y expertos “para explicar a la comunidad de las diferentes regiones del país la forma en que la industria petrolera realiza sus operaciones y analizar la relación entre los proyectos de hidrocarburos y el medio ambiente desde un ámbito estrictamente científico”.

De acuerdo con el reportaje realizado por El Tiempo¹⁰⁵, según el holandés Bjorn Lomborg, renombrado autor y profesor adjunto de la Escuela de Negocios de Copenhague (Dinamarca), considerado en el 2008 por The Guardian, del Reino Unido, como una de las 50 personas que podrían salvar el planeta, reconoce que el mundo necesita mucha energía para el desarrollo de la humanidad, que se encuentra directamente ligado al crecimiento económico. Aunque las condiciones de contaminación de aire, por la mala calidad de los combustibles es una realidad, con estos antecedentes, si se observan las proyecciones de la AIE, se va a doblar el consumo de energía en los próximos 25 años (2040), proveniente de combustibles fósiles, por lo que las energías renovables y “verdes” aún no están listas como reemplazo. Actualmente, el 82% de la energía consumida proviene de combustibles fósiles, y para el 2040, con el doble de energía que se consume ahora, entre el 74% y 79% va a ser de estos mismos combustibles. En ese contexto, Lomborg, trata de explicar que “casi todas las cuentas dan que esa energía se va a obtener del gas natural, que, en comparación con el carbón, es mucho mejor en cuanto al calentamiento global. El gas natural contribuye solo a la mitad de la contaminación por cada unidad de energía generada frente al carbón. Adicionalmente, no produce todos los materiales particulados que salen al ambiente, como por ejemplo el smog”.

¹⁰⁴ ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO ACP. Gremios científicos desvirtúan mitos sobre los impactos del sector petrolero. [Sitio web]. s.f. [Consultado el 14, Agosto, 2016]. Disponible en: www.acp.com.co/index.php/es/sala-de-prensa/actualidad-acp/775-gremios-cientificos-desvirtuan-mitos-sobre-los-impactos-del-sector-petrolero

¹⁰⁵ EL TIEMPO, El ambientalista que explica las bondades del 'fracking'. [Sitio web]. 25, Abril, 2015. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: www.eltiempo.com/economia/sectores/entrevista-con-bjorn-lomborg-el-el-ambientalista-que-explica-las-bondades-del-fracking/15625395

Este científico holandés asegura que cualquier actividad humana impacta en la biodiversidad, y cada actividad relacionada con el petróleo o gas va a tener impacto en el ambiente local, que es muy común decir que va a ser negativo, pero “tenemos que recordar que todo esto es un intercambio que hacemos como seres humanos al decir que si algunas cosas van a ir mal es con el objetivo de darles a cientos de personas la oportunidad de salir de la pobreza en todo el mundo”. Hay que recordar que el gas es mucho menos invasivo que las turbinas de viento o los paneles solares, ya que estudios serios muestran cuántas hectáreas de tierra se necesita para producir la misma cantidad de energía utilizando una planta de gas: dos hectáreas para producir la planta térmica con gas; y con turbinas de viento, más de 14.000 hectáreas, y con paneles solares, 8 hectáreas, básicamente se necesita 700 veces más tierra si se quiere producir la misma cantidad de energía con turbinas de viento que con gas. El fracturamiento hidráulico aportaría más beneficios que perjuicios, lo que tenemos que hacer es garantizar que esas explotaciones se hagan respetando los mejores estándares ambientales y de seguridad.

En términos de impactos ambientales, el riesgo para el paisaje o biodiversidad en Colombia, se puede analizar reduciendo la exploración a un área muy limitada y ya se sabe por lo anterior que si se quiere tener la misma cantidad que se produjo con gas frente a las energías verdes, se pueden tener 700 veces más impacto. En cuanto a la emisión de gases, hay que recordar que la estimulación de cuerpos lutíticos hará que se emitan más gases de efecto invernadero, sin embargo la cantidad es mucho menor que lo que dicen las organizaciones ambientales del mundo. Sin duda es una pequeña fracción, comparada con el benéfico cambio que se obtiene al hacer el cambio de carbón a gas, como se ha observado en EEUU, en los últimos 5 o 6, años que con un cambio de 5% o 7% de su generación eléctrica de carbón a gas, ha hecho que la emisión de CO₂ haya disminuido en 300 megatoneladas. “Para ponerlo en contexto, toda la energía solar y de viento en Europa reduce la emisión de CO₂ en solo 100 megatoneladas; entonces, la decisión de EEUU de cambiar de carbón a gas, aparte de que se haga más fracking y de que los precios del gas natural se bajen, reducen también la emisión del CO₂ tres veces más que la que se tiene en Europa con energía solar y de viento”. Europa paga mucho dinero al año para subsidiar este tipo de energía, en comparación con EEUU, que en realidad está recibiendo un beneficio económico de un gas barato, del orden de 280.000 millones de dólares al año.

Lomborg también conecta el desarrollo económico y la conservación de la biodiversidad claramente: una vez aumenta el desarrollo, la biodiversidad se irá para atrás, solamente el país será capaz de preservar reservas naturales cuando es lo suficientemente rico para hacerlo; como se ve en los países desarrollados, como EEUU y la mayor parte de Europa, y “ese es un proceso en el que Latinoamérica está entrando, porque si la idea fuera mantener la biodiversidad intacta, los humanos no deberían existir, pero ya es demasiado tarde”.

Mora¹⁰⁶ sostiene que el ejercicio social responsable institucional debe estar comprometido con el bien común y la justicia, que empieza desde una dimensión privada en la medida en que un individuo actúa de acuerdo con sus intereses personales aferrándose a sus valores, que se verán reflejados públicamente promoviendo al mismo tiempo el desarrollo individual y el bien colectivo. Como lo afirma el gerente de ISA Colombia, empresa eléctrica, “La responsabilidad social es un factor estratégico que aporta ventajas competitivas a las compañías. Su estrategia es unificar los distintos procesos: manejo del recurso humano, relación con la comunidad, accionistas, proveedores y clientes, en una misma dirección”. Dichas prácticas deberán aplicarse con miras a un futuro de desarrollo económico nacional en la industria de petróleo y gas.

3.2 COMUNIDAD: RESPUESTA PÚBLICA Y COBERTURA INFORMÁTICA

Las controversias vistas desde una arista ambientalista –ecologista-, han tenido un gran impacto en las operaciones de aplicación de fractura hidráulica alrededor del mundo. Las acciones que toman los grupos opositores para detener el fracturamiento hidráulico como alternativa de producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, que van desde movimientos virtuales, marchas, manifestaciones, documentales transmitidos a nivel mundial, hasta documentos públicos y de acceso público y cartas expresas solicitando la prohibición a nivel jurídico de la práctica.

La emisión del documental *Gasland* en el año 2010, de Josh Fox¹⁰⁷, fue uno de los primeros informes en oponerse frontalmente a la fracturación hidráulica, Fox relata que en el año 2008, recibe una carta de una compañía de gas natural ofreciéndole 100000 dólares a cambio de su permiso para explotar su terreno familiar en Milanville, Pensilvania, para la extracción de gas natural. Hecho que lo impulsa al comienzo de recopilación de información sobre la extracción de gas natural en las formaciones geológicas de lutitas de baja permeabilidad, ubicadas en regiones de los estados de Pensilvania, Nueva York, Ohio y Virginia Occidental. Josh visitó Dimock, en el condado de Susquehanna, donde ya se estaba realizando la extracción de gas natural mediante fracturación hidráulica e indica que conoció a familias que podían prender fuego al agua del grifo de sus casas y que a su vez padecían diversos problemas de salud (neuralgia, mareos, falta de apetito), atribuidos a que sus pozos de agua habían sido contaminados por los procedimientos de extracción del gas. Además de abarcar las principales críticas a dicha técnica, el documental expone los problemas de contaminación de acuíferos cercanos a los pozos de extracción en lugares como Pensilvania, Wyoming y Colorado. El 21 de abril de 2013, Josh Fox presentó “*Gasland 2*”, la segunda parte de su documental, en el que afirma que el retrato que hace la industria del gas

¹⁰⁶ MORA, Aura; ÁVILA, Rafael. *Gestión & sociedad: La responsabilidad social: una discusión entre ética, responsabilidad, libertad y moral*. [Sitio web]. 16, Julio, 2010. [Consultado el 30, Agosto, 2016]. Disponible en: revistas.lasalle.edu.co/index.php/gs/article/view/941/848 p.60.

¹⁰⁷ FOX, Josh. *Gasland: El gas de la muerte*. [Televisivo]. Estados Unidos.: 2010

natural, tratando de presentarlo como una alternativa limpia y segura al petróleo es un mito: los pozos de perforación mediante fracking acaban teniendo fugas a largo plazo, contaminando el agua y el aire, perjudicando a las comunidades locales y poniendo en riesgo el clima debido a las emisiones de metano, potente gas de efecto invernadero.

Según Bertinat¹⁰⁸, socialmente se cree que la aplicación del fracking ha ocasionado varias e importantes consecuencias negativas sobre el ambiente y la salud de las poblaciones ubicadas cerca de las áreas de influencia de la técnica, dentro de los cuales destacan: 1. el elevado consumo de agua y contaminación del recurso con químicos de alta toxicidad, 2. emisión de gases, 3. ocupación territorial, 4. desplazamiento de actividades productivas preexistentes, 5. incremento en las tensiones sociales. Según la organización Greenpeace, uno de los movimientos ambientalistas más influyentes en el mundo moderno, el fracking conlleva una serie de implicaciones ambientales que aún no se encuentran plenamente caracterizados o comprendidos, que tienen impacto directo e irreversible sobre los recursos naturales propiamente dichos.

Dentro del panorama anterior, el proceso de fracturamiento hidráulico ha surgido en un panorama no muy alentador, si no en uno lleno de incertidumbres y con muchas preguntas por resolver. Es cuando nacen los movimientos antifracking en todo el mundo, que han surgido en más de una docena de países. Según The Wall Street Journal¹⁰⁹, dichas resistencias sociales y movimientos opositores a la fractura hidráulica tienen diferentes metas que varían desde el deseo de regular la fracturación hidráulica para hacerla “segura” hasta el deseo de prohibirla por completo, dichas estrategias van encaminadas a la influencia de procesos políticos locales.

Muy pocos de estos grupos han emergido de organizaciones ambientalistas establecidas. Por ejemplo, el movimiento francés contra la fracturación hidráulica Collectif, surgió de las regiones identificadas como aptas para el desarrollo gas shale e incluyó más de 260 grupos a nivel nacional, según un reportaje de Forbes¹¹⁰. El formidable movimiento de Nueva York¹¹¹, evolucionó desde pequeños grupos de agricultores y ciudadanos del norte del estado, junto con

¹⁰⁸ BERTINAT, Pablo; et.al. 20 Mitos y Realidades Del Fracking. Reimpresión 1. ed. Buenos Aires: El Colectivo, 2014. p. 98 ISBN 978-987-1497-69-0.

¹⁰⁹ THE WALL STREET JOURNAL. Review & Outlook: Tories Against Fracking: U.K. Conservatives were fine with shale exploration, until it came to their backyards. [Sitio web]. 15, Agosto, 2013. [Consultado el 18, Agosto, 2016]. Disponible en: www.wsj.com/articles/SB10001424127887324085304579010480738990574

¹¹⁰ FORBES. An Investigation of the Global Anti-Fracking Movement. [Sitio web]. 02, Enero, 2013. [Consultado el 18, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.forbes.com/sites/energysource/2013/01/02/an-investigation-of-the-global-anti-fracking-movement/#ac5224a5e25f>

¹¹¹ NEW YORKERS AGAINST FRACKING. Fracking Causes Health Impacts: Pennsylvania Fracking Victims Come to Albany to Detail Serious Health Issues. [Sitio web]. 02, Mayo, 2013. [Consultado el 18, Agosto, 2016]. Disponible en: www.earthworksaction.org/media/detail/the_downwinders_fracking_ourselves_to_death_in_pennsylvania#.V_wKzvnhDIU

ONGs como Food and Water Watch. Dichos grupos se han beneficiado del activismo de otros grupos en Pensilvania, cuyo rumbo es alertar a las comunidades de estados vecinos de los efectos negativos de la práctica.

La organización Earthworks¹¹², ha publicado numerosos documentos que establecen los supuestos impactos de esta práctica en varios lugares de Estados Unidos. En materia política, muchas de las organizaciones señalan la incapacidad del estado para ejercer una soberanía sobre la industria, se enmarca con mucha fuerza la desigualdad que existe dentro del marco regulatorio y la poca transparencia del ámbito público en los procesos de aprobaciones de licencias y controles ambientales. En esta línea, la investigadora Lisa Sumi¹¹³, publicó un extenso estudio sobre el grado de regulación de la industria en seis estados de Estados Unidos, y concluyó que la situación es de abandono y de profunda falencia en el control por parte de los organismos públicos. En el Reino Unido, los grupos activistas contra el fracking, están siendo impulsados por las preocupaciones del impacto negativo en la vida rural, cambio climático y cuestiones sociales.

Los casos de Francia, Bulgaria, y República Checa, entre otros países, son los movimientos más representativos construidos alrededor de preocupaciones sobre la apropiación de recursos naturales locales y nacionales por parte de multinacionales extranjeras. En España la disputa entre gobierno y resistencias sociales es notoria. El caso Alemania, según la revista Sostenibilidad Semana¹¹⁴, para el año 2014, que prohíbe el uso del fracking debido a los riesgos que esta tecnología genera para las fuentes de agua y a la baja sostenibilidad en el tratamiento del flujo de retorno; posteriormente en 2016, y según Independencia Energética¹¹⁵, el concejo de Ministros aprobó un proyecto de ley que permite prospecciones de fracturación hidráulica, “con límites estrictos” y que prevé autorizar a partir de 2019 la explotación de esta técnica. La resistencia en Polonia y Ucrania, por parte de las comunidades locales parece ir en aumento.

¹¹² EARTHWORKS. Hydraulic fracturing what is it. En: Hydraulic Fracturing 101. [Sitio web]. 2012. [Consultado el 18, Agosto, 2016]. Disponible en: www.earthworksaction.org/issues/detail/hydraulic_fracturing_101#.V6DBx_nhDIV

¹¹³ SUMI, Lisa. Shale gas: Focus on the Marcellus Shale. En: Earthworks. [Sitio web]. 2012. [Consultado el 18, Agosto, 2016]. Disponible en: <https://www.earthworksaction.org/files/publications/OGAPMarcellusShaleReport-6-12-08.pdf>

¹¹⁴ REVISTA SOSTENIBILIDAD SEMANA. Alemania Prohíbe El Fracking. [Sitio Web]. 08, Agosto, 2014. [Consultado el 07, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://sostenibilidad.semana.com/medio-ambiente/articulo/alemania-prohibe-fracking/31677>

¹¹⁵ INDEPENDENCIA ENERGÉTICA. Alemania aprueba el fracking: a partir de 2016 se podrán hacer prospecciones. [Sitio Web]. s.f. [Consultado el 07, Agosto, 2016]. Disponible en: independencia-energetica.org/2015/04/alemania-aprueba-el-fracking-a-partir-de-2016-se-podran-hacer-prospecciones

En Brasil, después de la licitación de bloques para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales, los trabajadores del Instituto Brasileiro de Medio Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables (Ibama), aprobaron una moción contra la extracción de dichos recursos mediante fracturamiento hidráulico; la campaña busca la aprobación de una moratoria que impida temporalmente el uso de fracking, impulsando a que la sociedad pueda debatir ampliamente sobre los riesgos de esta actividad. México, por su parte, cuenta con la Alianza Mexicana¹¹⁶ contra el fracking, compuesta por más de veinte organizaciones; que busca la divulgación de información de impactos asociados a esta técnica e incidir en la políticas públicas para que no se avance en su aplicación, recientemente se aprobó por unanimidad un acta donde se declara a Tanlajás, como municipio libre de fracking.

Según Rodríguez¹¹⁷, después de la emisión de la normativa de explotación de yacimientos no convencionales en Colombia, en septiembre de 2012 la Contraloría General de la República de Colombia, envió un pronunciamiento a los Ministerios de Ambiente y Minas y Energía, y a la Agencia Nacional de Licencias Ambientales, donde advertía que en la regulación técnico ambiental de los hidrocarburos no convencionales se debía tener en cuenta el principio precautorio, ante el riesgo latente para el patrimonio ambiental por la posible afectación de fuentes hídricas, el riesgo para centros urbanos y la salubridad pública, además del riesgo geológico. En 2014, El Espectador¹¹⁸ reporta que se realizó una petición por un grupo de expertos al Ministerio de Minas y Energía, al ANLA y a la ANH, en donde “Le solicitan respetuosamente al Gobierno Nacional, apelando al principio de precaución, una moratoria al uso de fracturamiento hidráulico o fracking”, con un propósito claro, y es el de evitar que se siga adelante con esa polémica técnica con la que Colombia busca explotar combustibles fósiles, o por lo menos, “suspender su aplicación hasta que se tenga una certeza científica sobre su impacto en los suelos y en los ecosistemas del país, hasta que se haya hecho un debate público donde se expongan sus verdaderos riesgos”.

Aunque la explotación de yacimientos no convencionales, es una estrategia que tienen en cuenta organismos como el Ministerio de Minas y Energía y la ANH en el país, en la cumbre por el Cambio Climático, la Asociación Ambiente y Sociedad declaró que está estudiando la posibilidad de presentar una demanda que requiera el uso del fracking, debido a que no se ha comprobado si el uso de esta técnica produce o no un daño ambiental. Además se asegura que la extracción por

¹¹⁶ ALIANZA MEXICANA CONTRA EL FRACKING. [Sitio Web]. s.f. [Consultado el 07, Agosto, 2016]. Disponible en: nofrackingmexico.org/#

¹¹⁷ RODRIGUEZ, Diana. Ante la duda... ¿El fracking? En: Revista Fractura Expuesta. [Sitio Web]. 03, Julio, 2014. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.opsur.org.ar/blog/2014/08/09/ante-la-duda-el-fracking/>

¹¹⁸ EL ESPECTADOR. Carta con la que buscan frenar el 'fracking'. [Sitio Web]. 14, Septiembre, 2014. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.elespectador.com/noticias/medio-ambiente/carta-buscan-frenar-el-fracking-articulo-516651>

fracking va en contra del acuerdo firmado en París: “allí fue claro que es necesario reducir las emisiones de gases efecto invernadero y el fracking va en contra de esto”, afirmó Milena Bernal, abogada de la ONG, en el reportaje realizado por El Espectador.¹¹⁹

La posible aplicación de la técnica en San Martín, (Cesar); suscitó manifestaciones públicas, el disgusto de los ciudadanos se encontraba basado en el miedo del posible impacto ambiental y la condición en la que se firmó el contrato entre la ANH y la petrolera Conoco Phillips. Además aseguran que el proceso de socialización con comunidades no ha sido del todo claro, dejando más preguntas que respuestas, así lo han expuesto en las manifestaciones realizadas el 17 de Marzo y un mes después del año en curso, que persiguen unos objetivos, entre los que se encuentra una consulta popular convocada por el alcalde Germán Quiñones, vicepresidente del concejo del municipio, asegura

Acá se hacía explotación de petróleo, por parte de la Shell, pero los primeros días de marzo la licencia ambiental fue cedida a Conoco Phillips, que en diciembre firmó con la ANH el primer contrato para implementar esa técnica en Colombia. Desde entonces no han sido claros con la comunidad: empezaron hablando de fracking y al ver nuestro rechazo cambiaron el término a exploración de no convencionales. Y ahora nos hablan de explotación de convencionales, pero intuimos que es para poder entrar al territorio, calmar el malestar y luego sí hacer fracturamiento hidráulico¹²⁰.

La discusión generada en el país por la posible aplicación de fractura hidráulica en el Cesar, revive la polémica que aún no se ha resuelto, entre organizaciones como Dejusticia o WWF que han solicitado, como lo hicieron en septiembre de 2014, una moratoria para el fracturamiento hidráulico hasta que hubiesen bases científicas sobre sus verdaderos impactos, documentadas en estudios de países como EEUU, y las empresas y entes gubernamentales interesados en su aplicación.

Respondiendo a estas inquietudes, la ANH responde que el país ya tiene establecido un marco regulatorio en materia de uso de agua y control de sismicidad, además, que las lecciones aprendidas de países desarrollados han servido para que Colombia, donde esa técnica aún no se ha desarrollado, configure una regulación mucho más robusta. De igual manera, Francisco Lloreda presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo, asegura que la aplicación del fracking le permitiría a Colombia tener recursos estimados por tres mil millones de barriles. Sin embargo, dichos argumentos no convencen a pobladores de San Martín, como Luis Galvis que forma parte del sindicato de Ecopetrol que asegura:

¹¹⁹ EL ESPECTADOR. Nueva Alerta por el uso del fracking en Colombia, [Sitio Web]. 15, Septiembre, 2015. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: <http://www.elespectador.com/noticias/medio-ambiente/nueva-alerta-el-uso-de-fracking-colombia-articulo-605874>

¹²⁰ EL ESPECTADOR. Nueva Alerta por el uso del fracking en Colombia, [Sitio Web]. 15, Septiembre, 2015. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: <http://www.elespectador.com/noticias/medio-ambiente/nueva-alerta-el-uso-de-fracking-colombia-articulo-605874>

“sabemos -dice- que varios países lo han prohibido por sus graves impactos. A mí me pagan del petróleo, pero no por eso vamos a seguir contaminando el mundo. Esperemos a que existan tecnologías que no causen tanto daño. Si no, ¿qué le va a quedar a nuestro país?”.

Según Burns¹²¹, la idea que el fracturamiento hidráulico puede hacerse de manera segura, abre el debate entre la regulación y la prohibición de la técnica, aunque ha generado diferentes opiniones, el impulso principal de los movimientos no cesa. Algunos grupos, como lo indica Sweeny¹²², se acercan de manera táctica, tratando de legislar regulaciones emergentes a través de espacios de discusión pública, mientras algunos oponentes pueden buscar que las regulaciones sean lo suficientemente estrictas como para hacer de la práctica algo comercialmente inviable o técnicamente imposible. Sin embargo, a otros activistas, les preocupa involucrarse en el desarrollo de marcos regulatorios, ya que apoya la alusión de que la práctica de fracturamiento hidráulico puede ser segura si se regula adecuadamente. Una ONG líder contra la fracturación hidráulica, Food & Water Watch, se ha pronunciado fuertemente a favor de una prohibición en EEUU

La fracturación hidráulica está exenta de protecciones de agua federales clave, y reguladores/as federales y estatales han permitido una expansión desenfrenada de fracturación hidráulica, dando paso a una abarcadora degradación ambiental. Reguladores/as estatales abrumados/ as supervisan gran parte de la práctica. Aunque las leyes en los libros se fortalecieron, la fracturación hidráulica presenta un riesgo demasiado severo para la salud pública y el medio ambiente como para delegar la supervisión regulatoria efectiva y rigurosa en estos oficiales. Tanto reguladores/ as estatales como federales tienen un historial pobre en lo que se refiere a proteger al público de los impactos de la fracturación hidráulica. El Congreso, legisladores/as estatales y cuerpos gubernamentales locales necesitan prohibir la fracturación hidráulica para extraer gas de esquisto¹²³.

La revelación de los químicos utilizados en la estimulación hidráulica, fue fruto del gran volumen de comentarios en el período de opiniones públicas, tras el ofrecimiento de áreas de suelo público estadounidense para la explotación de petróleo y gas sujeto a regulación federal, según el Departamento de Interior de EEUU¹²⁴; las compañías verificaron que los fluidos dañinos no podían entrar a los

¹²¹ BURNS Rebecca. A Fracktious Debate: Greens are divided on whether to regulate fracking or hold out for a ban. [Sitio Web]. 10, Julio, 2013. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: inthesetimes.com/article/15218/a_fracktious_debate

¹²² SWEENEY, Sean; SKINNER, Lara. Gas de esquisto mundial y el movimiento contra la fracturación hidráulica. En: Trade Unions for Energy Democracy, [Sitio Web]. Junio, 2014. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: www.energydemocracyinitiative.org

¹²³ FOOD AND WATER WATCH. Ban Fracking Now!. [Sitio Web]. s.f. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: <http://www.foodandwaterwatch.org/insight/ban-fracking-now>

¹²⁴ DEPARTAMENTO DEL INTERIOR DE ESTADOS UNIDOS. Obama Administration Offers More Than 20 Million Acres Offshore Texas for Oil and Natural Gas Exploration and Development. [Sitio Web]. 25, Octubre, 2012. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: <https://www.doi.gov/news/pressreleases/obama-administration-offers-more-than-20-million-acres-offshore-texas-for-oil-and-natural-gas-exploration-and-development>

acuíferos de abastecimiento hídrico. Sin embargo, el método para declarar dicha información, fue mediante un registro químico voluntario donde operadores de pozos y compañías de servicios dedicadas al desarrollo de yacimientos no convencionales reportaron los químicos, lo que generó controversia en los procedimientos en materia de socialización de información. En materia de emisiones de gases de efecto invernadero –metano fugitivo-, genera la inquietud sobre la capacidad de la industria de regularse a sí misma o ser regulada en un nivel satisfactorio, ya que la implementación de medidas regulatorias para proteger el aire de la contaminación resulta ser mucho más difícil y deberá ser evaluada desde una perspectiva más amplia por sus implicaciones mundiales.

De acuerdo con Sweeny¹²⁵, el activismo contra la aplicación del fracturamiento hidráulico ha crecido exponencialmente en los últimos años, las asociaciones formadas por diferentes organizaciones no han tenido fronteras entre países, su referente deseo de protección ambiental ha formado una base para la solidaridad y la coordinación entre movimientos. ONGs y ambientalistas internacionales, también han jugado un rol clave en la red de contactos, apoyando grupos locales contra la fracturación hidráulica y llamando la atención sobre los impactos climáticos mundiales de este tipo de proceso. Las demostraciones de Global Frackdown, evidencian que un movimiento mundial está emergiendo para entrelazar el trabajo de grupos locales, encabezada por Food and Water Watch¹²⁶ y Global Frackdown, organizaciones afiliadas en seis continentes.

Todos los riesgos anteriores, son reales y serios, pero nunca han sido ajenos a la práctica convencional petrolera, aun así pueden ser manejados de una manera adecuada y evitar consecuencias indeseables. Cualquier riesgo asociado a este proceso, y decisiones derivadas de ello deben estar basados en la evaluación objetiva de los riesgos y en el análisis de las alternativas para mitigarlos. Además, el aumento de los conflictos sociales y la presión de los movimientos ambientalistas sobre la industria petrolera en el mundo hacen difícil la aceptación de este tipo de proyectos, lo que compromete la viabilidad de los nuevos desarrollos de explotación.

¹²⁵ SWEENEY, Sean; SKINNER, Lara. Gas de esquisto mundial y el movimiento contra la fracturación hidráulica. En: Trade Unions for Energy Democracy, [Sitio Web]. Junio, 2014. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: www.energydemocracyinitiative.org

¹²⁶ FOOD AND WATER WATCH. Activists on Six Continents to Urge Global Leaders to Ban Fracking. En: Ecowatch. [Sitio Web]. 18, Octubre, 2013. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: ecowatch.com/thousands-worldwide-urge-leaders-to-ban-fracking-1881802146.html

4. EDUCACIÓN AMBIENTAL Y APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN COMO ESTRATEGIAS INTEGRADORAS PARA LA APLICACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN COLOMBIA

Las experiencias de grandes países en el desarrollo de yacimientos no convencionales, como EEUU, permiten la construcción de procedimientos y habilidades para abarcar una posible aplicación de fracturamiento hidráulico en Colombia. Mchamon¹²⁷, en un artículo de prensa de la revista Forbes, señala que el éxito del fracking en EEUU se debe a seis componentes:

- Precio
- Marco normativo
- Propiedad y derechos sobre los minerales
- Infraestructura
- Agua
- Experticia

De los cuales, los cinco últimos abarcan una gran parte social, que si son manejados correctamente pueden resultar en las claves del éxito en el desarrollo de yacimientos no convencionales en el país. Es allí donde los sistemas de gestión social y educación ambiental entran a jugar un papel importante en el tema. Como lección de la experiencia estadounidense, se pueden identificar impactos clave y riesgos que las empresas interesadas pueden encontrar en la aplicación del fracturamiento hidráulico, como estimulación de yacimientos no convencionales en Colombia.

4.1 DIAGNÓSTICO ACTUAL EN COLOMBIA PARA LA APLICACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Colombia, como muchos de los países Latinoamericanos, presenta factores en cuanto a marcos jurídicos, institucionales, infraestructura social, recursos hídricos, grupos indígenas, conflictos e inseguridad; que deben ser cuidadosamente identificados y estudiados con el fin de evaluar los riesgos sociales e impactos potenciales asociados al desarrollo de yacimientos no convencionales.

4.1.1 Marco jurídico y normativo

Colombia es uno de los países más atractivos para inversión extranjera en yacimientos no convencionales, la normativa nacional ha sido un ejemplo exitoso que impulsa el desarrollo de dicho recurso. Además de incentivos de exención tributaria y la inclusión del volumen de hidrocarburos en yacimientos no

¹²⁷ MCHAMON, Jeff. Six Reasons Fracking Has Flopped Overseas. En: Forbes. [Sitio Web]. 07, Abril, 2013. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: www.forbes.com/sites/jeffmcmahon/2013/04/07/six-reasons-fracking-has-flopped-overseas/#1d32a6272bd5

convencionales en el plan energético nacional; sin embargo, según Albertus¹²⁸, el tema de derechos de propiedad tiende a ser problemático en el territorio nacional, los índices de desplazados y la claridad sobre el derecho de tierras han sido dictaminados por el conflicto armado que se vive desde hace más de 50 años.

4.1.2 Agua

Colombia, hace parte de los países que no han avanzado mucho en el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo del Milenio de las Naciones Unidas (ODM) relacionados con el agua. El derecho que tienen todos los colombianos al acceso del recurso hídrico vital, cobijado bajo la normativa vigente, no es garantizado por el gobierno nacional; según El Tiempo¹²⁹, el 28% de la población rural nacional enfrenta una situación crítica por la falta de acueducto, lo que impulsa a la búsqueda de dicho recurso en pozos y ríos.

Dicha falta de garantía junto a una alta preocupación social y de regulación con respecto a la falta de agua potable, el uso del recurso hídrico para el fracturamiento hidráulico será un tema polémico en el país; sin lugar a dudas, se necesitan mejoras en la inversión, la infraestructura y la tecnología para aumentar el acceso al agua para uso industrial y obviamente de uso doméstico.

4.1.3 Grupos indígenas

Los grupos indígenas en Colombia representan el 3,4% de la población nacional, son grupos cobijados y protegidos por la Constitución Política de Colombia de 1991, que impulsó el país a ser un estado social de derecho, pluricultural y multiétnico. A dichas comunidades se les garantiza la apropiada aplicación de derechos humanos, de participación política, de propiedad y territorio indígena, respeto a sus costumbres culturales, entre otras actividades.

Muchos de los grupos indígenas se oponen a las actividades industriales en sus territorios, lo que ha deteriorado históricamente las relaciones de las empresas de petróleo y gas con estas comunidades. La imagen 21 muestra una de las resistencias indígenas en Latinoamérica, reportada por el grupo OilWatch Sudamérica.

¹²⁸ ALBERTUS, Michael; KAPLAN, Oliver. Land Reform as a Counterinsurgency Policy Evidence from Colombia. En: Journal of Conflict Resolution. vol. 57, no. 2, p. 198-231. [Sitio Web]. Abril, 2013. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: <http://jcr.sagepub.com/content/57/2/198.short>

¹²⁹ EL TIEMPO, ¿Cómo es el avance en la cobertura de acueducto en Colombia?. [Sitio Web]. 24, Marzo, 2015. [Consultado el 05, Septiembre, 2016]. Disponible en: www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/agua-potable-en-colombia-/15445939

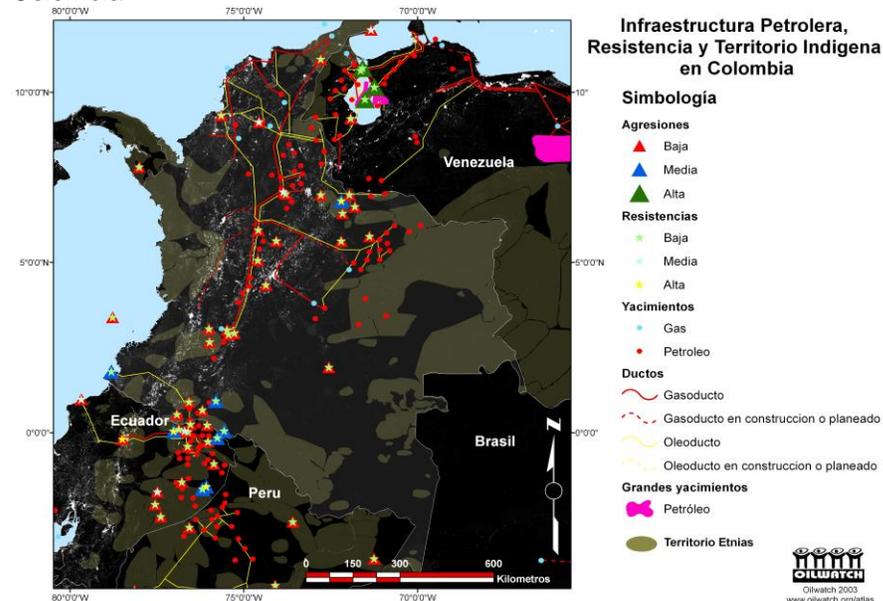
Imagen 21. Activistas Indígenas oponiéndose al desarrollo petrolero



Fuente: OilWatch Sudamérica, Disponible en: www.oilwatchesudamerica.org, 2015

Las zonas prospecto en el desarrollo de yacimientos no convencionales deben ser estudiadas cuidadosamente teniendo en cuenta las ubicaciones de resistencias indígenas (Imagen 22).

Imagen 22. Infraestructura Petrolera, Resistencia y Territorio Indígena en Colombia



Fuente: OilWatch Sudamérica, Disponible en: www.oilwatchesudamerica.org/doc/mapas/Colombia/Infraestructura_Petrolera_Resistencia_y_Territorio_Indigena%20_en_Colombia.png, 2015

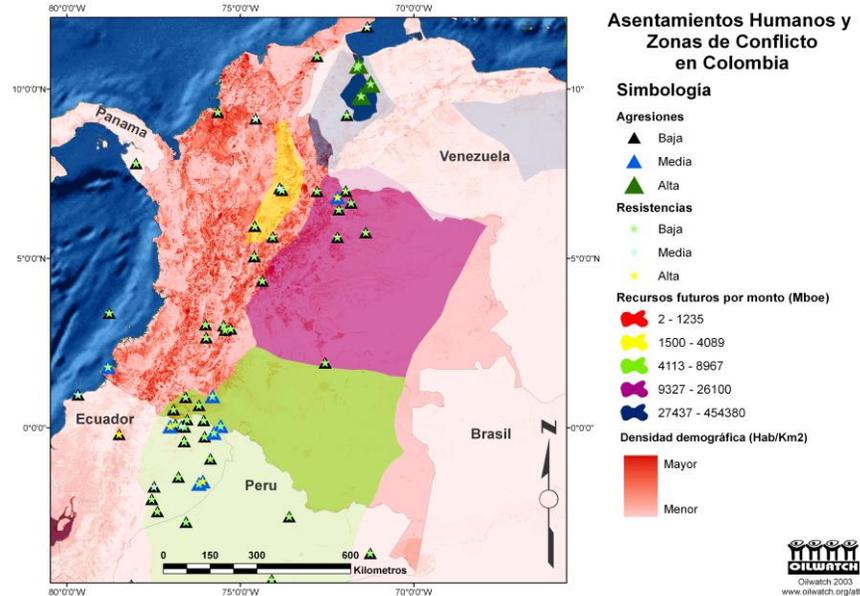
4.1.4 Conflictos e inseguridad

Más allá de las resistencias de grupos protegidos, Colombia tiene un conflicto civil armado desde hace más de cinco décadas. Si bien en cada región las fuentes de conflicto son diferentes, los riesgos para la industria no varían y son: el crimen y el robo, las manifestaciones de resistencia, revueltas o disturbios, la minería artesanal ilegal, sabotaje de instalaciones o tuberías y secuestros.

Los grupos organizados al margen de la ley continúan sus ataques a los proyectos de la industria de petróleo y gas en Colombia, Las Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia (FARC), el Ejército de Liberación Nacional (ELN) y

bandas criminales han protagonizado los atentados contra las actividades industriales petroleras. (Imagen 23).

Imagen 23. Asentamientos Humanos y Zonas de Conflicto en Colombia



Fuente: OilWatch Sudamérica, Disponible en: www.oilwatchesudamerica.org/doc/mapas/Colombia/Asentamientos_Humanos_y_Zonas_de_Conflicto_en_Colombia.png, 2015

El manejo social del país, es uno de los más complicados en Latinoamérica, aun cuando se cuenta con un marco normativo exigente, hay muchas condiciones a nivel público que no se han manejado bien y que deberán ser abarcadas en una posible aplicación del fracturamiento hidráulico, como actividad económica y como tema latente y difícil en muchas partes del mundo. Partiendo de un conocimiento previo y un estudio de las nombradas condiciones, se podrá establecer una estrategia educativa y de gestión que podrá ser aplicable en potenciales proyectos de yacimientos no convencionales pero que variará de acuerdo a la zona de influencia.

4.2 EDUCACIÓN AMBIENTAL: ABARCANDO UN MARCO SISTEMÁTICO PARA LA GESTIÓN SOCIAL

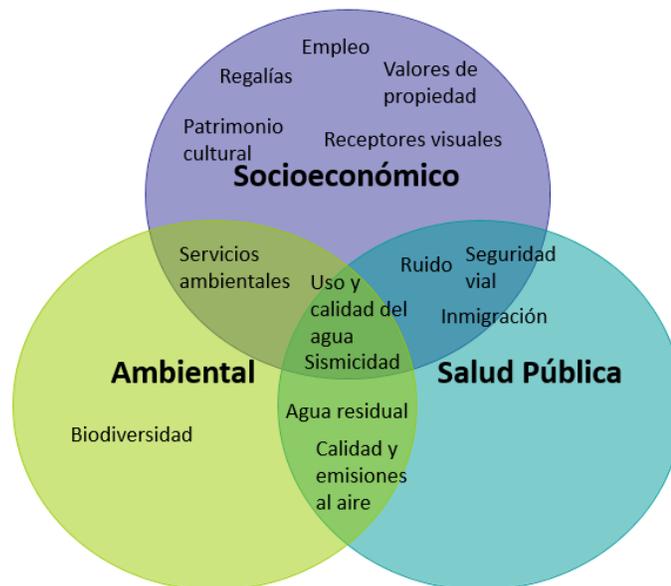
Las experiencias que han experimentado las sociedades y las percepciones del desarrollo de yacimientos no convencionales, puede variar según la región de aplicación. En Colombia, se puede esperar que algunos grupos se aferren a la idea de un aumento en el empleo regional, y los beneficios económicos que acompañan este tipo de proyectos industriales. Sin embargo, la gran mayoría, catalogada de esta manera como se ha visto en experiencias internacionales, van a resistir a la aplicación del fracturamiento hidráulico, temiendo impactos nocivos sobre la salud y el medio ambiente, lo que causa gran incertidumbre sobre el

futuro. Sin embargo la falta de información, la información que “desinforma”, la atención de medios sensacionalistas también puede aumentar y perpetuar dichas resistencias sociales.

Las respuestas de las comunidades variarán de acuerdo a varios factores intrínsecos de la geografía local, la cultura, oportunidades de trabajo disponibles, fuentes de agua potable, gobernabilidad, experiencia histórica con la industria del petróleo y del gas, comunicaciones e interacciones con los operadores y medios de comunicación.

Los impactos y riesgos asociados a la aplicación de fracturamiento hidráulico como estimulación de yacimientos no convencionales, se basan en mayor medida en la percepción pública; aunque no hay que dejar de lado la investigación y la evidencia, esta última arista es la más débil en este tema. En el gráfico 3 se muestran los impactos socioeconómicos, ambientales y de salud pública percibidos y su relación.

Gráfico 3. Impactos percibidos en el desarrollo de yacimientos no convencionales



Fuente: SNODGRASS, Mary. The Social Side of Unconventional Oil and Gas in Latin America SPE-168493-MS, 2014

Desde la investigación y la evidencia, los estudios de impactos ambientales categorizados en estos tres grandes grupos, aún se encuentra en etapa de identificación y estudio.

El conjunto de las visiones ambientalistas-ecologistas y de la comunidad en general, se puede unificar a la de los actores en el escenario petrolero industrial, abarcando la educación ambiental y la aplicación de un sistema de gestión como

mecanismos de primer acercamiento ante un tema incierto como lo es el fracturamiento hidráulico y sus impactos asociados. De tal forma que permita la toma de conciencia de la importancia del medio ambiente sin desligar la necesidad de un continuo desarrollo humano impulsado por las actividades industriales. El pensamiento ambiental en este contexto, resulta ser la manera de entender, percibir y analizar los problemas ambientales desde ángulos interdisciplinarios y complejos, es por esto que la tarea del pensamiento educativo ambiental evidenciará las dificultades de las prácticas industriales y servirá como precursor de conocimiento en la construcción de una visión integradora y crítica en consonancia con las prácticas ambientales.

De acuerdo con Eschenhagen¹³⁰, la necesidad de reconocer y adquirir conocimiento acerca de la visión de mundo que se tiene y en la que se vive, relacionando la percepción de ese mundo que organiza, justifica y legitima un conjunto de conocimientos que acreditan las acciones realizadas por el ser humano y la sociedad. Es de vital importancia definir los supuestos de esta visión del mundo e identificar a su vez sus implicaciones directas en la conformación de la sociedad, las formas políticas, y económicas que facilitan o impiden una convivencia sustentable entre las sociedades y el medio ambiente.

El logro de una visión crítica desde la sociedad, vista desde la opinión pública sustentada en la percepción de algunos actores dentro de la polémica, resulta ser una tarea difícil, ya que el ser humano está inmerso en una manera de ver el mundo que gobierna sus formas de pensar, relacionarse y expresarse, justificando y valorizando una percepción del mundo específica; estos pensamientos ofrecen seguridad y unos lineamientos que rigen la cotidianidad colectiva.

Como estrategias adoptadas para la inclusión de la educación ambiental dentro del marco de desarrollo económico se pueden listar: la coordinación interinstitucional, la inclusión del programa de educación ambiental a nivel formal y no formal, la **participación ciudadana**, la **investigación como principal directriz** y el diseño, implementación, apoyo y promoción de planes de comunicación y divulgación; que cimenten esta visión integral cobijada por entidades políticas y gubernamentales, organizaciones técnicas y científicas; sectores económicos, empresariales, y educativos; y en mayor medida la percepción de las comunidades en cuanto al desarrollo petrolero referente a las prácticas de explotación de yacimientos no convencionales.

La educación ambiental como un marco educativo comunitario, puede abarcar la información que llega al público de una manera más científica y certera, aclarando dudas y aliviando preocupaciones sociales en cuanto a la aplicación de la técnica;

¹³⁰ ESCHENHAGEN, Maria. Educación Ambiental Superior En América Latina: Retos Epistemológicos y Curriculares. 1.ed. EcoEdiciones Ltda. Colombia. 2009. p. 31 ISBN 978-958-648-628-6.

pero también dicha figura formativa, puede aplicarse desde el corazón de las industrias, la generación de conciencia y la adopción de comportamientos y prácticas responsables que ayuden a la preservación del medio ambiente, desde estudios preliminares a cualquier práctica industrial.

Tal como lo explica Tréllez¹³¹, consultora del PNUMA, “la educación ambiental tiene como eje de sus reflexiones las relaciones entre la sociedad, la naturaleza y las culturas. De allí la importancia de partir clarificando el concepto de ambiente y los diversos acercamientos a la construcción de las relaciones entre la sociedad y la naturaleza”. El empleo de la educación ambiental como principal enfoque, permitirá la vinculación de todos los procesos formativos ambientales con las comunidades locales, que dará lugar a acciones trascendentales hacia la construcción de un futuro sustentable.

Sin duda alguna, los proyectos ambientales no pueden estar desligados de la aplicación de cualquier proyecto de carácter económico. Dichas estrategias pedagógicas industriales pueden llegar a ser aplicadas en el estudio y comprensión de la problemática actual, y desde allí plantear soluciones acordes a cada región y municipio, abarcando contextos naturales, culturales, políticos y sociales. La participación tanto de actores industriales, instituciones del sector, comunidad educativa y organizaciones sociales en la construcción de conocimientos y experticias en la aplicación del desarrollo industrial en consonancia con el incremento económico del país, mediante el desarrollo de prácticas seguras, puede ser una solución potencial desde la elaboración de una visión integral, interdisciplinar y crítica en la aplicación de la técnica en el país.

Dentro de las herramientas aprendidas en la experiencia internacional, referentes a los riesgos de la aplicación del fracturamiento hidráulico se pueden emplear en el desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia:

- La información y participación de la comunidad en la toma de decisiones, más que todo en tiempos de incertidumbre- conocidos como mecanismos de participación ciudadana, garantizados en la constitución política nacional.
- El compromiso evidente por parte de las comunidades, ayudará a la educación de las comunidades del proyecto en sí, dar a conocer con la mayor transparencia posible los impactos y riesgos potenciales de la actividad.

¹³¹ TRÉLLEZ, Eloísa. Educación Ambiental Comunitaria en América Latina. En: PNUMA. [Sitio Web]. Abril, 2015. [Consultado el 05, Septiembre, 2016]. Disponible en: www.pnuma.org/educamb/publicaciones/Documento_final_en_consulta_Educacion_Ambiental_Comunitaria_en_AL.pdf

- El cumplimiento de los marcos regulatorios, ayudará a aumentar la credibilidad del proyecto y su responsabilidad en los ámbitos sociales, económicos, ambientales, políticos.
- La industria debe colaborar y formar asociaciones innovadoras.
- Los procesos no convencionales pueden ser más desafiantes cuando se tratan con comunidades indígenas, se debe evaluar y desarrollar con cuidado y responsabilidad los casos en los que resulten estar involucrados con dichas comunidades.
- Las percepciones de los impactos varían de región en región, lo que puede ser considerado problemático en un sitio, puede no serlo en otro; se deben evitar las generalizaciones en cuanto a los impactos percibidos, regionalizando prioridades y preocupaciones sociales.
- El desarrollo regional, como reparación de carreteras, planificación de viviendas, atención médica, entre otros; deben ser anticipados y evaluados de acuerdo a la ubicación geográfica.
- La disponibilidad de agua para abastecimiento doméstico y para la realización de la fractura hidráulica debe ser suficiente; se deben promover prácticas de gestión integral de recursos naturales –reciclaje- reutilización y tratamiento-, que indirectamente influirá positivamente en las percepciones sociales.

Los sistemas de gestión responsable son una opción tangible de educación ambiental a nivel interno empresarial, para el desarrollo de yacimientos no convencionales su aplicación, está ligada a la gestión eficaz de los impactos potenciales de las actividades propias de la operación, más específicamente sobre la estimulación hidráulica; en esto consiste la pertinencia de un análisis de la función de los sistemas de gestión: como mecanismos vitales para lograr el nivel de mejora continua del rendimiento para el desarrollo de dichos cuerpos rocosos. Dichos sistemas de gestión pueden ser más críticos en cuanto aplicabilidad en diferentes proyectos de la industria, Peter Drucker¹³², el padre de la teoría de la administración cuyo trabajo fue el precursor de los sistemas de gestión, fue profético en relación con el papel de un enfoque de sistemas para la reducción de los impactos ambientales, sociales y de salud, “El objetivo es claro: impactos en la sociedad y la economía, la comunidad y particulares que no son en sí mismos el propósito y la misión de la industria deben mantenerse al mínimo y, preferiblemente, deben ser eliminados por completo ... En la mayoría de los casos,

¹³² DRUCKER, Peter Ferdinand. People and Performance: The Best of Peter Drucker on Management. Routledge, 1995. ISBN: 978-1422120651 Citado por PADILLA, Aaron. Social Responsibility & Management Systems: Elevating Performance for Shale Gas Development. En: Society of Petroleum Engineers. SPE-156728-MS, 2012.

la actividad no puede, sin embargo, ser eliminado. Por lo tanto, existe la necesidad de un trabajo sistemático a la eliminación de los impactos o al menos minimizarla-tiempo que se mantiene la actividad subyacente en sí”.

No es raro que la industria del petróleo y el gas genere ciertas percepciones negativas en el público en general, por lo que su comunicación se realiza en diferentes niveles. Desde una arista científica, la industria se basa en los datos recopilados en la práctica, por lo que su visión aboga directamente por lo que ha sucedido y no lo que podría suceder, como sucede con aquellos que no pueden tener una formación científica o aquellos cuya razón de ser se basa en un conjunto diferente de los hechos o datos científicos, para los que la realidad de la situación o el resultado es igualmente válida.

Como lo indica Taylor¹³³, La Asociación Internacional de Participación Pública, ha desarrollado un proceso que compromete la empresa y la comunidad, en donde demuestra que el nivel de impacto público incrementa al tiempo que la participación pública (Gráfico 4).

Gráfico 4. Espectro de participación pública



Fuente: Adaptado de Asociación Internacional de Participación Pública, 2000

Ser capaz de comunicar los objetivos corporativos y el proceso de toma de decisiones en torno a la gestión de recursos naturales, puede ayudar a alinear un grupo más amplio de intereses y llegar a un consenso. Está claro que la participación del público para garantizar que sus preocupaciones se comprenden y

¹³³ TAYLOR, Tekla. Demonstrating Social Responsibility in Water Management Decisions. En: Society of Petroleum Engineers. URTEC-1922591-MS. 2014.

tienen en cuenta, sería beneficioso para la obtención de consenso para las decisiones de gestión de recursos naturales realizadas dentro de una comunidad. La transparencia en el proceso de toma de decisiones es también crítica y la capacidad de determinar las discusiones y decisiones en torno a los recursos, ayuda a conseguir una mayor aceptación y alineación.

Si bien el uso de la técnica de fractura hidráulica en los yacimientos convencionales ha sido constante por más de 50 años en Colombia, la llegada del fracking como alternativa de explotación de cuerpos rocosos no convencionales, no deja de ser un tema crítico que exhibe las posiciones contrarias tanto de una industria que no ha difundido de forma concreta el alcance y las repercusiones de la aplicación de la técnica, como de diversas fuentes que argumentan la necesidad de suspender y prohibir su implementación por los impactos sociales y ambientales que esta conlleva; si se puede aplicar un espectro de información, participación, colaboración, y educación ciudadana derivado de un tema ambiental y de desarrollo industrial, los esfuerzos por la aplicación de la técnica pueden tener resultados exitosos y favorables para ambas partes, apoyando la normativa nacional expedida –catalogada como una de las mejores a nivel mundial-, un crecimiento económico y una preservación medioambiental.

Manejar el conocimiento e información de manera pública, explicar y considerar las implicaciones técnicas del procedimiento de fractura hidráulica dentro de los ciclos de vida de los recursos naturales, ciertamente pueden ser una ventaja en la gestión ambiental y social, los procesos rigurosos que han adoptado las empresas operadoras en el desarrollo de yacimientos no convencionales deberán ser dados a conocer para alcanzar un aval público, entre los que se encuentran la gestión responsable del agua, la comunicación con agencias locales de planeación hídrica permite el manejo de dicho recurso de manera armoniosa con las demás actividades económicas del sector de influencia, el entendimiento de las necesidades locales de agua ayudará al desarrollo de planes conjuntos de almacenamiento y tratamiento, sin interferir en dichas necesidades y alcanzando la aceptación de las comunidades vecinas.

Para Tréllez¹³⁴, La educación ambiental con las comunidades debe centrarse en el fortalecimiento de las capacidades hacia la acción, aportando vías para que se tenga un mayor poder de decisión y se diseñen y construyan escenarios y planes de futuro, reflejándose en el ejercicio de la participación comunitaria, desde un marco cognoscitivo, construyendo el concepto de ciudadanía ambiental de acuerdo con los derechos constitucionales a la vida, al desarrollo y al ambiente, relacionándolos con el crecimiento económico nacional.

¹³⁴ TRÉLLEZ, Eloísa. Educación Ambiental Comunitaria en América Latina. En: PNUMA. [Sitio Web]. Abril, 2015. [Consultado el 05, Septiembre, 2016]. Disponible en: www.pnuma.org/educamb/publicaciones/Documento_final_en_consulta_Educacion_Ambiental_Comunitaria_en_AL.pdf

5. CONCLUSIONES

- Es innegable que la percepción pública del sector petrolero, más que de la técnica de fractura hidráulica, no es la mejor; es allí donde los contradictores del ejercicio de la industria contradicen los procedimientos a los que recurre dicha industria. El análisis y discusión son bienvenidos en la polémica por la defensa del ambiente, pero la desinformación y satanización de las empresas de petróleo y gas interrumpe el crecimiento económico nacional y no impulsa la conservación del ambiente.
- La evaluación de riesgos e impactos sociales al principio del proyecto va a informar y educar a las comunidades, aliviando las preocupaciones y la oposición, lo que permite una mejor planificación de los proyectos más exitosos y viables en el largo plazo.
- Los grupos indígenas en Colombia juegan un papel importante en el desarrollo de cualquier proyecto industrial que se ubique dentro de sus territorios, por esta razón se deben implementar comportamientos cooperativos en la medida de lo posible con estas comunidades, lo que provee una “certificación” ambiental y social del proyecto.
- Una preparación adecuada, una oportuna diligencia, las evaluaciones previas, la planificación y el compromiso, permitirá un apropiado y exitoso desarrollo del fracturamiento hidráulico en el país, evitando los riesgos por los que pasaron países como Estados Unidos al inicio de la aplicación de la técnica. Si las empresas operadoras y las partes interesadas son capaces de comprender y manejar integralmente el contexto social, para luego prevenir y mitigar los riesgos e impactos relacionados ambientalmente; las condiciones pueden enriquecer el panorama social en los años próximos obteniendo beneficios mutuos para las partes interesadas.
- El establecimiento de un puente sinérgico entre academia e industria junto con la percepción pública es de indudable importancia, realizando actividades permanentes de investigación y de acción participativa en las que pueda llevarse a cabo la construcción colectiva de nuevos saberes.
- Definitivamente no es suficiente con la creación de una controversia si se desconoce un marco intercultural e interdisciplinar, donde se reconozca la interacción entre los investigadores, industrias, medios, y comunidades para que prime el diálogo de saberes, el encuentro entre diferentes posiciones frente a la vida, el desarrollo y la sustentabilidad.

6. RECOMENDACIONES

Los riesgos sociales asociados al desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia, son evidentes. La aplicación de un marco educativo basado en un sistema de gestión social debe ser el foco que permita el avance de este tipo de proyectos. Las empresas pueden adoptar las siguientes recomendaciones con el fin de abarcar dicha problemática, respaldadas por estudios realizados de responsabilidad social manejados en la sociedad de ingenieros de petróleos.

- Identificación de riesgos e impactos sociales antes de iniciar las actividades más importantes del proyecto. Una diligencia apropiada, estudios de impacto social, estudios comunitarios estratégicos resultan altamente beneficiosos para el desarrollo de los proyectos y su duración a largo plazo.
- Implementación del conjunto de Buenas Prácticas Industriales Internacionales, para realizar las evaluaciones y gestionar los riesgos e impactos sociales. En Colombia se pueden implementar las estrategias de orientación sobre los derechos humanos y las cuestiones de conflicto, documentos manejados por la ACP.
- La transparencia con las comunidades en las jornadas de información de los proyectos es de vital importancia, la comunicación de los impactos y riesgos asociados debe ser realizada de manera culturalmente apropiada, teniendo en cuenta las diferentes preocupaciones que varían de acuerdo a la ubicación geográfica de dichas sociedades. En Colombia, se debe impulsar y tomar partido en las iniciativas contra la corrupción y asegurar que las comunidades en la zona de influencia reciban el desarrollo socioeconómico proveniente de la extracción de recursos naturales en el país.
- La **educación de las comunidades** y demás actores en el escenario petrolero, en las actividades industriales y su relación con el impacto medioambiental. En Colombia este punto es de gran importancia entre los grupos protegidos como los indígenas y las poblaciones de menor índice de educación. La responsabilidad de educación recae directamente sobre las empresas y partes interesadas en el desarrollo de yacimientos no convencionales.
- Fomentar la capacidad de los reguladores gubernamentales de entender y supervisar la exploración y futura explotación de los yacimientos no convencionales, y de identificar y controlar conjuntamente sus impactos y riesgos asociados.
- Involucrar la comunidad en los procesos de identificación de zonas que hacen parte de la vida cultural de la comunidad, antes de empezar cualquier actividad

propia del proceso. En Colombia, se deben reconocer los territorios de conflictos para el estudio de alternativas de control o evasión, en caso de que no se puedan solucionar en el corto plazo.

- Planificar el proyecto de acuerdo a las condiciones ambientales y sociales propias de la zona, se sugiere el desarrollo de una infraestructura física y social **sostenible**, aprendiendo de las experiencias internacionales estudiadas.
- La fuerza de trabajo debe ser conformada no solamente por la experticia proporcionada por los ingenieros, sino también desde un sentido solidario con las comunidades vecinas, apoyando el crecimiento y desarrollo económico local.
- La asociación entre las empresas y las fuerzas gubernamentales podrá hacer frente a los riesgos e impactos ambientales y sociales de manera colaborativa, se debe trabajar con agencias del gobierno para encontrar soluciones a los problemas que afectan las actividades de la empresa, así como los intereses públicos y gubernamentales.

Ante la inminente llegada de una práctica industrial aplicada a nivel internacional, como la estimulación de yacimientos no convencionales, que sigue impulsando la industria petrolera como el sector más importante del país, es trascendental la construcción de una visión unificada, que tenga como base un marco intercultural e interdisciplinar, donde prime el respeto y el diálogo hacia una mejor y mayor comprensión mutua. Es un hecho, la investigación e innovación en materia de fractura hidráulica debe continuar, es indispensable la aclaración de cualquier duda derivada de esta práctica, garantizar el desarrollo de dicha práctica maximizando las expresiones de responsabilidad social y ambiental por parte de la industria y haciendo un llamado al público a la **educación** que le permita adquirir las herramientas interdisciplinarias y de conocimiento de la práctica industrial, y de esta manera promover la **participación** mediante los mecanismos de gestión social y ambiental disponibles.

BIBLIOGRAFÍA

AARON PADILLA. Social Responsibility & Management Systems: Elevating Performance for Shale Gas Development. En: Society of Petroleum Engineers. Vol. 10.2118/156728-MS, no. SPE-156728-MS. 2012.

ABC. El constitucional francés valida la prohibición del "Fracking". En: ABC. [Sitio Web]. 2014. [Consultado el 20, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.abc.es/sociedad/20131011/abci-constitucional-frances-prohibicion-fracking-201310111146.html>. 2013.

ABC. Gas en el Chaco. EN: ABC Paraguay. [Sitio Web]. 24, Julio, 2015. [Consultado el 30, Julio, 2016]. Disponible en: <http://www.abc.com.py/multimedia/gas-en-el-chaco/>

ALIANZA MEXICANA CONTRA EL FRACKING. [Sitio Web]. s.f. [Consultado el 07, Agosto, 2016]. Disponible en: nofrackingmexico.org/#

ANGARITA OSPINA, Alejandro. El Fracking: Riesgos y Ventajas Reales. En: La Nación. [Sitio web]. 16, Septiembre, 2014. [Consultado el 24, Julio, 2016]. Disponible en: www.lanacion.com.co/index.php/component/k2/item/241180-el-fracking-riesgos-y-ventajas-reales.

ARGENTINA, MINISTERIO DE JUSTICIA Y DERECHOS HUMANOS, MINISTERIO DE AMBIENTE, ENERGÍA Y SERVICIOS PÚBLICOS, YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES, SENADO Y CÁMARA DE DIPUTADOS. Leyes de Hidrocarburos.

ARIAS, Alejandro. Chile podría ser productor de Shale Gas... si logra superar sus inconvenientes. En: El Definido Chile. [Sitio Web]. 24, Julio, 2015. [Consultado el 30, Julio, 2016]. Disponible en: www.eldefinido.cl/actualidad/pais/2653/Chile_podr%C3%ADa_ser_productor_de_shale_gas_si_logra_superar_sus_inconvenientes/.

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO ACP. Gremios científicos desvirtúan mitos sobre los impactos del sector petrolero. [Sitio web]. s.f. [Consultado el 14, Agosto, 2016]. Disponible en: www.acp.com.co/index.php/es/sala-de-prensa/actualidad-acp/775-gremios-cientificos-desvirtuan-mitos-sobre-los-impactos-del-sector-petrolero

BAMBERGER, Michelle; OSWALD, Robert. Impacts of Gas Drilling on Human and Animal Health. En: New Solutions. A Journal of Environmental and Occupational Health Policy. [Sitio Web]. 2012. [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: psehealthyenergy.org/data/Bamberger_Oswald_NS22_in_press.pdf

BERTINAT, Pablo; D'ELIA, Eduardo; OBSERVATORIO PETROLERO SUR; OCHANDIO, Roberto; SVAMPA, Maristella; VIALE, Enrique. 20 Mitos y Realidades Del Fracking. Reimpresión 1. ed. Buenos Aires: El Colectivo, 2014. p. 98 ISBN 978-987-1497-69-0.

BIROL, Fatih; BESSON, Christian. Golden Rules for a Golden Age of Gas, World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. En: International Energy Agency. París: OECD/EIA. 2012. p. 150.

BLASCO, Emili. EEUU se acerca a la independencia energética gracias al "fracking". En: ABC. [Sitio Web]. Washington D.C. 25, Febrero, 2014. [Consultado el 11, Julio, 2016]. Disponible en: <http://www.abc.es/economia/20140224/abci-eeuu-independencia-energetica-fracking-201402241322.html>.

BRADY, Jeff. Citing Health, Environment Concerns, New York Moves To Ban Fracking. En: National Public Radio npr.com. [Sitio Web]. 18, Diciembre, 2014. [Consultado el 28, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.npr.org/2014/12/18/371597785/citing-health-environment-concerns-new-york-moves-to-ban-fracking>

BURNS Rebecca. A Fracktious Debate: Greens are divided on whether to regulate fracking or hold out for a ban. [Sitio Web]. 10, Julio, 2013. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: http://inthesetimes.com/article/15218/a_fracktious_debate

BUSTOS CEDEÑO, Jairo Geovanny. Aplicación de la Fractura Hidráulica en la Cuenca Oriente Ecuatoriana. Trabajo de grado. Especialidad de Cuencas Sedimentarias. Universidad Complutense de Madrid. Madrid. 2013. p 59.

CARACOL, En Colombia no hay autorización para hacer "fracking": ANLA. [Sitio web]. 2016. [Consultado el 06, Julio, 2016]. Disponible en: http://caracol.com.co/radio/2016/04/20/nacional/1461115161_419053.html

CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY CIA. The World Fact Book - Natural Gas Production. En: Central Intelligence Agency CIA. [Sitio Web]. 2015. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2249rank.html>

CNN, Vermont first state to ban fracking. En: CNN.com. [Sitio Web]. 17, Mayo, 2012. [Consultado el 28, Agosto, 2016]. Disponible en: edition.cnn.com/2012/05/17/us/vermont-fracking

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Decreto 3004. (26, Diciembre, 2013). Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. 2013.

COMISIÓN EUROPEA. Medio Ambiente: La Comisión Europea Recomienda Unos Principios Mínimos En Relación Con El Gas De Esquisto. [Sitio Web]. 2014. [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-55_es.htm

DEPARTAMENTO DEL INTERIOR DE ESTADOS UNIDOS. Obama Administration Offers More Than 20 Million Acres Offshore Texas for Oil and Natural Gas Exploration and Development. [Sitio Web]. 25, Octubre, 2012. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: <https://www.doi.gov/news/pressreleases/obama-administration-offers-more-than-20-million-acres-offshore-texas-for-oil-and-natural-gas-exploration-and-development>

EARTHWORKS. Hydraulic fracturing what is it. En: Hydraulic Fracturing 101. [Sitio web]. 2012. [Consultado el 18, Agosto, 2016]. Disponible en: www.earthworksaction.org/issues/detail/hydraulic_fracturing_101#.V6DBx_nhDIV

ECOLOGISTAS EN ACCIÓN. Declaración sobre el petróleo y el gas de esquisto, el metano procedente de yacimientos de carbón y la fractura hidráulica. [Sitio Web]. 10, Octubre, 2013. [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: www.ecologistasenaccion.org/IMG/pdf/declaracion_fracking.pdf

EL ESPECTADOR. Carta con la que buscan frenar el 'fracking'. [Sitio Web]. 14, Septiembre, 2014. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.elespectador.com/noticias/medio-ambiente/carta-buscan-frenar-el-fracking-articulo-516651>

EL ESPECTADOR. Colombia está preparada para aplicar el fracking: ACP. [Sitio web]. 2015. [Consultado el 06, Julio, 2016]. Disponible en: <http://www.elespectador.com/noticias/economia/colombia-esta-preparada-aplicar-el-fracking-acp-articulo-560125>.

EL ESPECTADOR. Conoco Phillips hará 'fracking' en Colombia. [Sitio web]. 2015. [Consultado el 06, Julio, 2016]. Disponible en: <http://www.elespectador.com/noticias/economia/conoco-phillips-hara-fracking-colombia-articulo-603063>

EL ESPECTADOR. El 'fracking' lo podemos hacer de manera segura y responsable. [Sitio web]. 2015. [Consultado el 06, Julio, 2016]. Disponible en: <http://www.elespectador.com/noticias/economia/el-fracking-podemos-hacer-de-manera-segura-y-responsabl-articulo-629392>

EL ESPECTADOR. Nueva Alerta por el uso del fracking en Colombia, [Sitio Web]. 15, Septiembre, 2015. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en:

<http://www.elspectador.com/noticias/medio-ambiente/nueva-alerta-el-uso-de-fracking-colombia-articulo-605874>

EL ESPECTADOR. Nueva Alerta por el uso del fracking en Colombia. [Sitio Web]. 15, Diciembre, 2015. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: <http://www.elspectador.com/noticias/medio-ambiente/nueva-alerta-el-uso-de-fracking-colombia-articulo-605874>

EL TIEMPO, ¿Cómo es el avance en la cobertura de acueducto en Colombia?. [Sitio Web]. 24, Marzo, 2015. [Consultado el 05, Septiembre, 2016]. Disponible en: www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/agua-potable-en-colombia-/15445939

EL TIEMPO, El ambientalista que explica las bondades del 'fracking'. [Sitio web]. 25, Abril, 2015. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: www.eltiempo.com/economia/sectores/entrevista-con-bjorn-lomborg-el-el-ambientalista-que-explica-las-bondades-del-fracking/15625395

ENERGÍA YPF. ¿Qué Son Los Yacimientos no Convencionales?. [Sitio Web]. Argentina. 24, Febrero, 2014. [Consultado el 11, Mayo, 2016]. Disponible en: <http://www.ypf.com/energiaypf/Novedades/Paginas/Que-son-los-yacimientos-no-convencionales.aspx>

ESCHENHAGEN, Maria. Educación Ambiental Superior En América Latina: Retos Epistemológicos y Curriculares. 1.ed. EcoEdiciones Ltda. Colombia. 2009. p. 258 ISBN 978-958-648-628-6.

EUROPAPRESS, Geólogo afirma que "el riesgo de sismicidad inducida por el 'fracking' es altamente improbable". En: Europapress. [Sitio Web]. 30, Julio, 2014. [Consultado el 18, Agosto, 2016]. Disponible en <http://www.europapress.es/cantabria/noticia-geologo-afirma-riesgo-sismicidad-inducida-fracking-altamente-improbable-20140730192048.html>

FORBES. An Investigation of the Global Anti-Fracking Movement. [Sitio web]. 02, Enero, 2013. [Consultado el 18, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.forbes.com/sites/energysource/2013/01/02/an-investigation-of-the-global-anti-fracking-movement/#ac5224a5e25f>

FRANCIA, Reportes de información sobre el estudio de una aplicación de fracturamiento hidráulico como estimulación de yacimientos no convencionales.

GALLEGOS, Ernesto. ¿Qué Son Los Yacimientos no Convencionales? En: YPF Independencia Energética. [Sitio Web]. 16, Enero, 2014. [Consultado el 11, Mayo, 2016]. Disponible en: <http://independencia-energetica.org/2014/01/fracking-no-convencionales/>.

GALLEGOS, Tanya; VARELA, Brian. Trends in Hydraulic Fracturing Distributions and Treatment Fluids, Additives, Proppants, and Water Volumes Applied to Wells Drilled in the United States from 1947 through 2010: Data Analysis and Comparison to the Literature. En: US Geological survey. [Sitio Web]. 2014. [Consultado el 11, Mayo, 2016]. Disponible en: <http://pubs.usgs.gov/sir/2014/5131/pdf/sir2014-5131.pdf>.

GILBERT, Daniel. Drillers Shift to Use of Natural Gas. En: The Wall Street Journal [Sitio web]. 25, Diciembre, 2016. [Consultado el 06, Julio, 2016]. Disponible en: <http://www.wsj.com/articles/SB10001424127887323291704578199751783044798>

GILBERT, Daniel. Matt Damon Fracking Film Lights Up Petroleum Lobby. En: The Wall Street Journal [Sitio web]. 07, Octubre, 2012. [Consultado el 06, Julio, 2016]. Disponible en: www.wsj.com/articles/SB10000872396390443294904578042620641185816#articleTabs%3Darticle

GREENPEACE, "Fractura Hidráulica para extraer gas natural". [Sitio Web]. 2011. [Consultado el 12, Agosto, 2016]. Disponible en: http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/cambio_climatico/Fracking-GP_ESP.pdf

GREGORY, Kelvin; VIDIC, Radisav; DZOMBAK David. Water Management Challenges Associated with the Production of Shale Gas by Hydraulic Fracturing. En: US Department of Energy. Junio, 2011.

HEINRICH BOLL STIFTUNG, MÉXICO CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE. Petróleo y gas no convencional en México y Argentina: Dos estudios de caso. En: FUNDACIÓN AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES (FARN). [Sitio Web]. s.f. [Consultado el 28, Agosto, 2016]. Disponible en: http://mx.boell.org/sites/default/files/pg_no_convencional.pdf

HUGHES, David. Drill, Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance?. En: Post Carbon Institute. [Sitio Web]. 2013. [Consultado el 11, Mayo, 2016]. p. 54, Disponible en: <http://www.postcarbon.org/reports/DBD-report-FINAL.pdf>

INDEPENDENCIA ENERGÉTICA. Alemania aprueba el fracking: a partir de 2016 se podrán hacer prospecciones. [Sitio Web]. s.f. [Consultado el 07, Agosto, 2016]. Disponible en: independencia-energetica.org/2015/04/alemania-aprueba-el-fracking-a-partir-de-2016-se-podran-hacer-prospecciones

INFOBAE, Total comenzará a estudiar la extracción en Vaca Muerta con una inversión de u\$s400 millones, En: Infobae.com. [Sitio Web]. 10, Octubre, 2013.

[Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.infobae.com/2013/10/10/1515239-total-comenzara-estudiar-la-extraccion-vaca-muerta-una-inversion-us400-millones/>

JÓDAR ABELLÁN, Antonio. Recursos no convencionales susceptibles de ser explotados mediante fracking. Trabajo de grado en Ciencias Ambientales. Universidad de Murcia. Facultad de Biología. Murcia. 2014. p. 101.

JOHNSON KA, JOHNSON DE. Methane emissions from cattle. En: Alliance of Crop, Soil, and Environmental Science Societies. [Sitio Web]. 1995. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: <https://dl.sciencesocieties.org/publications/jas/abstracts/73/8/2483>

KORETZ, Paul; BONIN, Mike, Miembros del concejo Estados Unidos. Moratoria. 2013. [Sitio Web]. 04, Septiembre, 2013. [Consultado el 28, Agosto, 2016]. Disponible en: http://clkrep.lacity.org/onlinedocs/2013/13-1152-s1_Mot_10-23-13.pdf

KURIHARA, M; MAGNER, T; MCCRABB, H; MCCRABB, G. Methane production and energy partition of cattle in the tropics. En: British Journal of Nutrition. [Sitio Web]. Marzo, 1999. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/10434849>

KUUSKRAA, Vello; STEVENS, Scott; World Shale Gas and Oil Resources Assessment, En: Advanced Resources International. [Sitio Web]. Junio, 2013. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: www.adv-res.com/pdf/A_EIA_ARI_2013%20World%20Shale%20Gas%20and%20Shale%20Oil%20Resource%20Assessment.pdf

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY MIT, MIT Study on the Future of Natural Gas, [Sitio Web]. 06, Junio, 2011. [Consultado el 12, Agosto, 2016]. Disponible en: <https://energy.mit.edu/research/future-natural-gas/>

MAYKUTH, Andrew. More states ordering disclosure of fracking chemicals. En: Philly. [Sitio Web]. 22, Enero, 2012. [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: articles.philly.com/2012-01-22/business/30652980_1_fracking-marcellus-shale-coalition-chemical-disclosure

MORA, Aura; ÁVILA, Rafael. Gestión & sociedad: La responsabilidad social: una discusión entre ética, responsabilidad, libertad y moral. [Sitio web]. 16, Julio, 2010. [Consultado el 30, Agosto, 2016]. Disponible en: revistas.lasalle.edu.co/index.php/gs/article/view/941/848 p.60.

MOREU-CARBONELL, Elisa. Marco Jurídico de la extracción de hidrocarburos mediante Fractura Hidráulica (Fracking). En: Revista Catalana de Dret Ambiental. 02, Septiembre, 2015. [Consultado el 15, Julio, 2016].

NEGRO, Sorell. Fracking Wars: Federal, State, and Local Conflicts over the Regulation of Natural Gas Activities. En: Zoning and Planning Law Report. [Sitio Web]. Febrero, 2012. [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2013/07/Fracking-Wars.pdf

NEUQUÉN INFORMA, La provincia aprobó el Plan de Inversión de ExxonMobil. En: Neuquén Informa. [Sitio Web]. 11, Diciembre, 2015. [Consultado el 28, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.neuqueninforma.gob.ar/la-provincia-aprobo-el-plan-de-inversion-de-exxonmobil/>

NEW YORKERS AGAINST FRACKING. Fracking Causes Health Impacts: Pennsylvania Fracking Victims Come to Albany to Detail Serious Health Issues. [Sitio web]. 02, Mayo, 2013. [Consultado el 18, Agosto, 2016]. Disponible en: https://www.earthworksaction.org/media/detail/the_downwinders_fracking_ourselves_to_death_in_pennsylvania#.V_wKzvnhDIU

NOGUEZ, Miguel. Hay una perspectiva genial para Uruguay en petróleo. En: El País Uruguay. [Sitio Web]. 24, Julio, 2015. [Consultado el 30, Julio, 2016]. Disponible en: <http://www.elpais.com.uy/economia/noticias/hay-perspectiva-genial-uruguay-petroleo.html>.

OSBORN, Stephen; VENGOSH Avner; WARNER Nathaniel. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. En: Proceedings of the national academy of sciences of the United States of America. 13, Enero, 2011. p. 8172-8176

PLESS, Jacquelyn. Fracking Update: What States Are Doing to Ensure Safe Natural Gas Extraction? En: National Conference of State Legislatures. [Sitio Web]. 15, Septiembre, 2014. [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: www.ncsl.org/research/energy/fracking-update-what-states-are-doing.aspx

PORTAFOLIO, Sector petrolero usa 0,35% del agua que se consume. En: Portafolio. [Sitio Web]. 25, Junio, 2014. [Consultado el 12, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://m.portafolio.co/economia/finanzas/sector-petrolero-35-agua-consume-48518>

REVISTA SOSTENIBILIDAD SEMANA. Alemania Prohíbe El Fracking. [Sitio Web]. 08, Agosto, 2014. [Consultado el 07, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://sostenibilidad.semana.com/medio-ambiente/articulo/alemania-prohibe-fracking/31677>

RODRIGUEZ, Diana. Ante la duda... ¿El fracking? En: Revista Fractura Expuesta. [Sitio Web]. 03, Julio, 2014. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.opsur.org.ar/blog/2014/08/09/ante-la-duda-el-fracking/>

SHALE GAS EUROPE. Shale Gas Explained. En: Shale Gas Europe [Sitio Web]. 2015. [Consultado el 08, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://shalegas-europe.eu/shale-gas-explained/shale-gas-and-europe/bulgaria/>

SIEMINSKI, Adam. International Energy Outlook. En: Energy Information Administration EIA. [Sitio Web]. 2016. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: https://www.eia.gov/forecasts/aeo/tables_ref.cfm

SUMI, Lisa. Shale gas: Focus on the Marcellus Shale. En: Earthworks. [Sitio web]. 2012. [Consultado el 18, Agosto, 2016]. Disponible en: <https://www.earthworksaction.org/files/publications/OGAPMarcellusShaleReport-6-12-08.pdf>

SWEENEY, Sean; SKINNER, Lara. Gas de esquisto mundial y el movimiento contra la fracturación hidráulica. En: Trade Unions for Energy Democracy, [Sitio Web]. Junio, 2014. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: www.energydemocracyinitiative.org

TAVERNISE, Sabrina. As Gas Drilling Spreads, Towns Stand Ground Over Control. En: The New York Times [Sitio Web]. 2011 [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: www.nytimes.com/2011/12/15/us/towns-fighting-to-stand-ground-against-gas-drillers.html?pagewanted=all

TAYLOR, Tekla. Demonstrating Social Responsibility in Water Management Decisions. En: Society of Petroleum Engineers. URTEC-1922591-MS. 2014.

THE SOFIA ECHO, Bulgaria says Chevron cannot use fracking to search for shale gas. [Sitio web]. 2012. [Consultado el 04, Agosto, 2016]. Disponible en: http://sofiaecho.com/2012/01/17/1746998_bulgaria-says-chevron-cannot-use-fracking-to-search-for-shale-gas

THE WALL STREET JOURNAL. Review & Outlook: Tories Against Fracking: U.K. Conservatives were fine with shale exploration, until it came to their backyards. [Sitio web]. 15, Agosto, 2013. [Consultado el 18, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.wsj.com/articles/SB10001424127887324085304579010480738990574>

TRÉLLEZ, Eloísa. Educación Ambiental Comunitaria en América Latina. En: PNUMA. [Sitio Web]. Abril, 2015. [Consultado el 05, Septiembre, 2016]. Disponible en: www.pnuma.org/educamb/publicaciones/Documento_final_en_consulta_Educacion_Ambiental_Comunitaria_en_AL.pdf

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Shale in the United States. En: US Energy Information Administration EIA. [Sitio Web]. 15, Mayo, 2016. [Consultado el 08, Julio, 2016]. Disponible en: https://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm

U.S. GOVERNMENT ACCOUNTABILITY OFFICE GAO. Report to Congressional Requesters, Oil and Gas: Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks. En: GAO Highlights. [Sitio Web]. Septiembre, 2012. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.gao.gov/assets/650/647791.pdf>

UNIÓN EUROPEA. COMISIÓN EUROPEA. Hoja de Ruta de la Energía para 2050, un futuro con energía. (2013)

UNIÓN EUROPEA. PARLAMENTO EUROPEO – COMISIÓN EUROPEA, Informes y reportes de viabilidad de aplicación de fracturamiento e importancia del desarrollo de recursos no convencionales en la Unión Europea.

US ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY EPA. Natural Gas Extraction - Hydraulic Fracturing. En: US EPA. [Sitio Web]. 16, Agosto, 2016. [Consultado el 25, Agosto, 2016]. Disponible en: <https://www.epa.gov/hydraulicfracturing#providing>

US ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY EPA. Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. [Sitio Web]. Noviembre, 2011. [Consultado el 10, Agosto, 2016]. Disponible en: www.epa.gov/sites/production/files/documents/hf_study_plan_110211_final_508.pdf

US GEOLOGICAL SURVEY USGS, Earthquake Hazards Program, Induced Earthquakes, Myths and Misconceptions. En: USGS Earthquake Hazard Programs. [Sitio Web]. s.f. [Consultado el 18, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://earthquake.usgs.gov/research/induced/myths.php>

US OFFICE OF FOSSIL ENERGY. Shale Gas Development Challenges. [Sitio Web]. 2013. [Consultado el 12, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://energy.gov/fe/downloads/challenges-associated-shale-gas-production>

US OFFICE OF FOSSIL ENERGY. Shale Gas Development Challenges: Water. [Sitio Web]. 2013. [Consultado el 12, Agosto, 2016]. Disponible en: http://energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/shale_gas_challenges_water.pdf

BIBLIOGRAFÍA COMPLEMENTARIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. Debate: Preguntas y respuestas del fracking. [Material Audiovisual]. Colombia.: 2014. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=e3lZAO1Yhj0>

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. Resultados, Retos y Estrategias de Crecimiento del Sector de Hidrocarburos. En: Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH. [Sitio Web]. 2015. [Consultado el 26, Julio, 2016]. Disponible en: www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/.../EY%20-%20ANH.ppt.

ALBERTUS, Michael; KAPLAN, Oliver. Land Reform as a Counterinsurgency Policy Evidence from Colombia. En: Journal of Conflict Resolution. vol. 57, no. 2, p. 198-231. [Sitio Web]. Abril, 2013. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: <http://jcr.sagepub.com/content/57/2/198.short>

BOUDET, Hilary; CLARKE, Christopher; BUGDEN, Dylan; MAIBAICH, Edward; ROSER-RENOUF, Connie; LEISEROWITZ, Anthony. "Fracking" controversy and communication: Using national survey data to understand public perceptions of hydraulic fracturing. En: Energy Policy. [Sitio Web]. Febrero, 2014 [Consultado el 15, Septiembre, 2016]. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513010392>

CARMONA, Juan; BOLÍVAR, Diana; GIRALDO, Luis. El gas metano en la producción ganadera y alternativas para medir sus emisiones y aminorar su impacto a nivel ambiental y productivo. En: Revista Colombiana de Ciencias Pecuarias. [Sitio Web]. 2004. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/rccp/v18n1/v18n1a06.pdf>

DRUCKER, Peter Ferdinand. People and Performance: The Best of Peter Drucker on Management. Routledge, 1995. ISBN: 978-1422120651

EMBID TELLO, Antonio. Precaución y Derecho: El caso de los campos electromagnéticos. Madrid, 2010, p. 561. ISBN: 978-84-9890-088-0

ENERGY IN DEPTH. Gasland Debunked. [Sitio web]. s.f. [Consultado el 14, Agosto, 2016]. Disponible en: www.energyindepth.org/gasland-ii-debunked/

FOOD AND WATER WATCH. Activists on Six Continents to Urge Global Leaders to Ban Fracking. En: Ecowatch. [Sitio Web]. 18, Octubre, 2013. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: ecowatch.com/thousands-worldwide-urge-leaders-to-ban-fracking-1881802146.html

FOOD AND WATER WATCH. Ban Fracking Now!. [Sitio Web]. s.f. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: <http://www.foodandwaterwatch.org/insight/ban-fracking-now>

FOX, Josh. Gasland II. [Televisivo]. Estados Unidos.: 2013

FOX, Josh. Gasland: El gas de la muerte. [Televisivo]. Estados Unidos.: 2010

FRACFOCUS CHEMICAL DISCLOSURE REGISTRY. En: Ground WaterProtection Council and Interstate Oil and Gas Compact Commission. [Sitio Web]. s.f. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: fracfocus.org/groundwater-protection

HACKETT, James; MCCLENDON, Aubrey. ODUM, Marvin; SHARP Philip; YERGIN Daniel; Prudent Development: Realizing the Potential of North America's Abundant Natural Gas and Oil Resources. En: National Petroleum Council Report. [Sitio Web]. 2011. [Consultado el 14, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.npc.org/nard-execsummvol.pdf>

HOWARTH, Robert; SANTORO, Renee; INGRAFFEA, Anthony. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. En: Climatic Change Letters. [Sitio Web]. 13, Marzo 2010. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://www.eeb.cornell.edu/howarth/Howarth%20et%20al%20%202011.pdf>

MCCAUGHEY, W; WITTENBERG, K; CORRIGAN, D. Methane production by steers on pasture. En: Canadian Journal of Animal Science. [Sitio Web]. 1997. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: http://www.nrcresearchpress.com/doi/abs/10.4141/A96-137#.V_vq4fnhDIU

MCDERMOTT-LEVY, R; KAKTINS, N; SATTLER, B. Fracking, the environment, and health. En: The American Journal of Nursing. [Sitio Web]. Junio, 2013 [Consultado el 15, Septiembre, 2016]. Disponible en: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/23702766>

MCHAMON, Jeff. Six Reasons Fracking Has Flopped Overseas. En: Forbes. [Sitio Web]. 07, Abril, 2013. [Consultado el 01, Septiembre, 2016]. Disponible en: www.forbes.com/sites/jeffmcmahon/2013/04/07/six-reasons-fracking-has-flopped-overseas/#1d32a6272bd5

MOSS, A; JOUANY, J; NEWBOLD, J. Methane production by ruminants: its contribution to global warming. En: Animal Research. [Sitio Web]. 1997. [Consultado el 15, Agosto, 2016]. Disponible en: <http://animres.edpsciences.org/articles/animres/abs/2000/03/z0305/z0305.html>

PADILLA, Aaron. Social Responsibility & Management Systems: Elevating Performance for Shale Gas Development. En: Society of Petroleum Engineers. SPE-156728-MS, 2012.

PYE, D. Hydraulic fracturing process. Inventor. Estados Unidos. Patente de Investigación. Patent US3709300. 1971.

SARLINGO, Marcelo. Impactos socioambientales del fracking: Opacidad, política ambiental y explotación de hidrocarburos no convencionales. En: Departamento de Antropología Social- FACSO Unicen. 2013. ISSN: 1668-1479

THE NATIONAL ACADEMIES OF SCIENCES. Induced Seismicity and Energy Technologies. En: Induced Seismicity Potential in Energy Technologies. Estados Unidos. 2012. p. 262. ISBN 978-0-309-25367-3.

VENGOSH, A; JACKSON, R; WARNER, N; DARRAH, T; KONDASH, A. A critical review of the risks to water resources from unconventional shale gas development and hydraulic fracturing in the United States. En: Environmental Science & Technology. [Sitio Web]. 2014. [Consultado el 15, Septiembre, 2016]. Disponible en: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/24606408>

ANEXOS

Anexo A. Reservas de Shale Gas y Shale Oil técnicamente recuperables por país.

Fuente: EIA – U.S Energy Administration Information. Disponible en: https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf.

| Continent | Region | Country | Risked Gas In-Place (ToF) | Technically Recoverable (ToF) | Risked Oil In-Place (Billion bbl) | Technically Recoverable (Billion bbl) |
|--------------------|-----------------------------|--------------|---------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------------|
| North America | I. Canada | | 2,413 | 573 | 162 | 8.8 |
| | II. Mexico | | 2,233 | 545 | 275 | 13.1 |
| | Total | | 4,647 | 1,118 | 437 | 21.8 |
| Australia | II. Australia | | 2,048 | 437 | 403 | 17.6 |
| South America | IV. N. South America | | | | | |
| | | Colombia | 308 | 55 | 120 | 6.8 |
| | | Venezuela | 815 | 167 | 269 | 13.4 |
| | | Subtotal | 1,123 | 222 | 389 | 20.2 |
| | V. Argentina | | 3,244 | 802 | 480 | 27.0 |
| | VI. Brazil | | 1,279 | 245 | 134 | 5.3 |
| | VII. Other S. South America | Bolivia | 154 | 36 | 11 | 0.6 |
| | | Chile | 228 | 48 | 47 | 2.3 |
| | | Paraguay | 350 | 75 | 77 | 3.7 |
| | | Uruguay | 13 | 2 | 14 | 0.6 |
| | Subtotal | 744 | 162 | 150 | 7.2 | |
| | Total | 8,380 | 1,431 | 1,162 | 68.7 | |
| Eastern Europe | VIII. Poland | | | | | |
| | | Poland | 763 | 148 | 65 | 3.3 |
| | | Lithuania | 4 | 0 | 5 | 0.3 |
| | | Kaliningrad | 20 | 2 | 24 | 1.2 |
| | IX. Russia | | 1,921 | 285 | 1,243 | 74.6 |
| | X. Other Eastern Europe | Bulgaria | 66 | 17 | 4 | 0.2 |
| | | Romania | 233 | 51 | 6 | 0.3 |
| Ukraine | | 572 | 128 | 23 | 1.1 | |
| | Subtotal | 872 | 195 | 33 | 1.6 | |
| XI. UK | | 134 | 26 | 17 | 0.7 | |
| Western Europe | XII. Spain | | | | | |
| | | France | 42 | 8 | 3 | 0.1 |
| | XIII. Other Western Europe | Germany | 727 | 137 | 118 | 4.7 |
| | | Netherlands | 80 | 17 | 14 | 0.7 |
| | | Denmark | 151 | 26 | 59 | 2.9 |
| | | Sweden | 159 | 32 | 0 | 0.0 |
| | | Subtotal | 49 | 10 | 0 | 0.0 |
| | Subtotal | 1,165 | 221 | 190 | 8.3 | |
| Europe | Total | | 4,885 | 883 | 1,661 | 88.8 |
| Africa | XIV. Morocco* | | 95 | 20 | 5 | 0.2 |
| | XV. Algeria | | 3,419 | 707 | 121 | 5.7 |
| | XVI. Tunisia | | 114 | 23 | 29 | 1.5 |
| | XVII. Libya | | 942 | 122 | 613 | 26.1 |
| | XVIII. Egypt | | 535 | 100 | 114 | 4.6 |
| | XIX. South Africa | | 1,559 | 390 | 0 | 0.0 |
| | Total | | 8,064 | 1,381 | 882 | 38.1 |
| Asia | XX. China | | 4,746 | 1,115 | 644 | 32.2 |
| | XXI. Mongolia | | 55 | 4 | 85 | 3.4 |
| | XXII. Thailand | | 22 | 5 | 0 | 0.0 |
| | XXIII. Indonesia | | 303 | 46 | 234 | 7.9 |
| | XXIV. India/Pakistan | India | 584 | 96 | 87 | 3.8 |
| | | Pakistan | 586 | 105 | 227 | 9.1 |
| | XXV. Jordan | | 35 | 7 | 4 | 0.1 |
| | XXVI. Turkey | | 163 | 24 | 94 | 4.7 |
| | | Total | | 8,485 | 1,403 | 1,375 |
| Grand Total | | | 31,138 | 6,634 | 5,799 | 286.9 |

Anexo B. Propiedades y recursos de gas shale y oil shale de los países con mayor potencial en gas shale y oil shale.

Fuente: EIA – U.S Energy Administration Information. Disponible en: https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf.

MÉXICO

| Basic Data | Basin/Gross Area | | Burgos (24,200 mi ²) | | | | Sabinas (35,700 mi ²) | |
|----------------------|--|------------------|-------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------------------------|---------------------|
| | Shale Formation | | Eagle Ford Shale | | | Tithonian Shales | Eagle Ford Shale | Tithonian La Casita |
| | Geologic Age | | M. - U. Cretaceous | | | | U. Jurassic | M. - U. Cretaceous |
| | Depositional Environment | | Marine | | | Marine | Marine | Marine |
| Physical Extent | Prospective Area (mi ²) | | 600 | 10,000 | 6,700 | 6,700 | 9,500 | 9,500 |
| | Thickness (ft) | Organically Rich | 200 | 200 | 300 | 500 | 500 | 800 |
| | | Net | 160 | 160 | 210 | 200 | 400 | 240 |
| | Depth (ft) | Interval | 3,300 - 4,000 | 4,000 - 16,400 | 6,500 - 16,400 | 7,500 - 16,400 | 5,000 - 12,500 | 9,800 - 13,100 |
| Average | | 3,500 | 7,500 | 10,500 | 11,500 | 9,000 | 11,500 | |
| Reservoir Properties | Reservoir Pressure | | Highly Overpress. | Highly Overpress. | Highly Overpress. | Highly Overpress. | Underpress. | Underpress. |
| | Average TOC (wt. %) | | 5.0% | 5.0% | 5.0% | 3.0% | 4.0% | 2.0% |
| | Thermal Maturity (% Ro) | | 0.85% | 1.15% | 1.60% | 1.70% | 1.50% | 2.50% |
| | Clay Content | | Low | Low | Low | Low | Low | Low |
| Resource | Gas Phase | | Assoc. Gas | Wet Gas | Dry Gas | Dry Gas | Dry Gas | Dry Gas |
| | GIP Concentration (Bcf/mi ²) | | 21.7 | 74.4 | 190.9 | 100.3 | 131.9 | 69.1 |
| | Risky GIP (Tcf) | | 7.8 | 446.4 | 767.5 | 201.6 | 501.0 | 118.1 |
| | Risky Recoverable (Tcf) | | 0.9 | 111.6 | 230.2 | 50.4 | 100.2 | 23.6 |

| Basic Data | Basin/Gross Area | | Tampico (26,900 mi ²) | | | Tuxpan (2,810 mi ²) | | Veracruz (9,030 mi ²) | |
|----------------------|--|------------------|--------------------------------------|---------------|---------------|------------------------------------|--------------------|--------------------------------------|-----------------|
| | Shale Formation | | Pimienta | | | Tamaulipas | Pimienta | Maltrata | |
| | Geologic Age | | Jurassic | | | | L. - M. Cretaceous | Jurassic | U. Cretaceous |
| | Depositional Environment | | Marine | | | Marine | Marine | Marine | |
| Physical Extent | Prospective Area (mi ²) | | 9,000 | 3,050 | 1,550 | 1,000 | 1,000 | 560 | 400 |
| | Thickness (ft) | Organically Rich | 500 | 500 | 500 | 300 | 500 | 300 | 300 |
| | | Net | 200 | 200 | 200 | 210 | 200 | 150 | 150 |
| | Depth (ft) | Interval | 3,300 - 8,500 | 4,000 - 8,500 | 7,000 - 9,000 | 6,000 - 9,500 | 6,600 - 10,000 | 9,800 - 12,000 | 10,000 - 12,500 |
| Average | | 5,500 | 6,200 | 8,000 | 7,900 | 8,500 | 11,000 | 11,500 | |
| Reservoir Properties | Reservoir Pressure | | Normal | Normal | Normal | Normal | Normal | Normal | Normal |
| | Average TOC (wt. %) | | 3.0% | 3.0% | 3.0% | 3.0% | 3.0% | 3.0% | 3.0% |
| | Thermal Maturity (% Ro) | | 0.85% | 1.15% | 1.40% | 0.85% | 0.90% | 0.85% | 1.40% |
| | Clay Content | | Low | Low | Low | Low | Low | Low/Medium | Low/Medium |
| Resource | Gas Phase | | Assoc. Gas | Wet Gas | Dry Gas | Assoc. Gas | Assoc. Gas | Assoc. Gas | Dry Gas |
| | GIP Concentration (Bcf/mi ²) | | 18.6 | 44.7 | 83.0 | 25.5 | 27.2 | 22.4 | 70.0 |
| | Risky GIP (Tcf) | | 58.5 | 47.7 | 45.0 | 8.9 | 9.5 | 6.6 | 14.7 |
| | Risky Recoverable (Tcf) | | 4.7 | 9.5 | 9.0 | 0.7 | 0.8 | 0.5 | 2.9 |

| Basic Data | Basin/Gross Area | | Burgos (24,200 mi ²) | | Tampico (26,900 mi ²) | | Tuxpan (2,810 mi ²) | | Veracruz (9,030 mi ²) |
|----------------------|--|------------------|-------------------------------------|-------------------|--------------------------------------|---------------|------------------------------------|----------------|--------------------------------------|
| | Shale Formation | | Eagle Ford Shale | | Pimienta | | Tamaulipas | Pimienta | Maltrata |
| | Geologic Age | | M. - U. Cretaceous | | Jurassic | | L. - M. Cretaceous | Jurassic | U. Cretaceous |
| | Depositional Environment | | Marine | | Marine | | Marine | Marine | Marine |
| Physical Extent | Prospective Area (mi ²) | | 600 | 10,000 | 9,000 | 3,050 | 1,000 | 1,000 | 560 |
| | Thickness (ft) | Organically Rich | 200 | 200 | 500 | 500 | 300 | 500 | 300 |
| | | Net | 160 | 160 | 200 | 200 | 210 | 200 | 150 |
| | Depth (ft) | Interval | 3,300 - 4,000 | 4,000 - 16,400 | 3,300 - 8,500 | 4,000 - 8,500 | 6,000 - 9,500 | 6,600 - 10,000 | 9,800 - 12,000 |
| Average | | 3,500 | 7,500 | 5,500 | 6,200 | 7,900 | 8,500 | 11,000 | |
| Reservoir Properties | Reservoir Pressure | | Highly Overpress. | Highly Overpress. | Normal | Normal | Normal | Normal | Normal |
| | Average TOC (wt. %) | | 5.0% | 5.0% | 3.0% | 3.0% | 3.0% | 3.0% | 3.0% |
| | Thermal Maturity (% Ro) | | 0.85% | 1.15% | 0.85% | 1.15% | 0.85% | 0.90% | 0.85% |
| | Clay Content | | Low | Low | Low | Low | Low | Low | Low/Medium |
| Resource | Oil Phase | | Oil | Condensate | Oil | Condensate | Oil | Oil | Oil |
| | OIP Concentration (MMbbl/mi ²) | | 43.9 | 15.0 | 37.9 | 17.3 | 36.4 | 33.0 | 23.5 |
| | Risked OIP (B bbl) | | 15.8 | 89.8 | 119.4 | 18.5 | 12.7 | 11.5 | 6.9 |
| | Risked Recoverable (B bbl) | | 0.95 | 5.39 | 4.78 | 0.74 | 0.51 | 0.46 | 0.28 |

VENEZUELA Y COLOMBIA

| Basic Data | Basin/Gross Area | | Middle Magdalena Valley (13,000 mi ²) | | Llanos (84,000 mi ²) | Maracaibo/Catatumbo (23,000 mi ²) | | |
|----------------------|--|------------------|--|-------------------|-------------------------------------|--|----------------|----------------|
| | Shale Formation | | La Luna/Tablazo | | Gacheta | La Luna/Capacho | | |
| | Geologic Age | | U. Cretaceous | | U. Cretaceous | U. Cretaceous | | |
| | Depositional Environment | | Marine | | Marine | Marine | | |
| Physical Extent | Prospective Area (mi ²) | | 2,390 | 200 | 1,820 | 7,280 | 4,290 | 5,840 |
| | Thickness (ft) | Organically Rich | 1,000 | 1,000 | 600 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| | | Net | 300 | 300 | 210 | 500 | 500 | 500 |
| | Depth (ft) | Interval | 3,300 - 16,400 | 3,300 - 10,000 | 13,000 - 16,400 | 5,000 - 15,000 | 5,500 - 15,000 | 6,000 - 15,000 |
| Average | | 10,000 | 8,000 | 14,500 | 10,000 | 11,000 | 12,000 | |
| Reservoir Properties | Reservoir Pressure | | Highly Overpress. | Highly Overpress. | Mod. Overpress. | Normal | Normal | Normal |
| | Average TOC (wt. %) | | 5.0% | 5.0% | 2.0% | 5.0% | 5.0% | 5.0% |
| | Thermal Maturity (% Ro) | | 0.85% | 1.15% | 0.85% | 0.85% | 1.15% | 1.60% |
| | Clay Content | | Low | Low | Low | Low | Low | Low |
| Resource | Gas Phase | | Assoc. Gas | Wet Gas | Assoc. Gas | Assoc. Gas | Wet Gas | Dry Gas |
| | GIP Concentration (Bcf/mi ²) | | 88.0 | 150.3 | 40.4 | 71.8 | 176.1 | 255.7 |
| | Risked GIP (Tcf) | | 117.8 | 16.8 | 18.2 | 183.0 | 264.4 | 522.6 |
| | Risked Recoverable (Tcf) | | 14.1 | 4.2 | 1.8 | 18.3 | 52.9 | 130.7 |

| Basic Data | Basin/Gross Area | | Middle Magdalena Valley (13,000 mi ²) | | Llanos (84,000 mi ²) | Maracaibo/Catatumbo (23,000 mi ²) | |
|----------------------|--|------------------|--|-------------------|-------------------------------------|--|----------------|
| | Shale Formation | | La Luna/Tablazo | | Gacheta | La Luna/Capacho | |
| | Geologic Age | | U. Cretaceous | | U. Cretaceous | U. Cretaceous | |
| | Depositional Environment | | Marine | | Marine | Marine | |
| Physical Extent | Prospective Area (mi ²) | | 2,390 | 200 | 1,820 | 7,280 | 4,290 |
| | Thickness (ft) | Organically Rich | 1,000 | 1,000 | 600 | 1,000 | 1,000 |
| | | Net | 300 | 300 | 210 | 500 | 500 |
| | Depth (ft) | Interval | 3,300 - 16,400 | 3,300 - 10,000 | 13,000 - 16,400 | 5,000 - 15,000 | 5,500 - 15,000 |
| Average | | 10,000 | 8,000 | 14,500 | 10,000 | 11,000 | |
| Reservoir Properties | Reservoir Pressure | | Highly Overpress. | Highly Overpress. | Mod. Overpress. | Normal | Normal |
| | Average TOC (wt. %) | | 5.0% | 5.0% | 2.0% | 5.0% | 5.0% |
| | Thermal Maturity (% Ro) | | 0.85% | 1.15% | 0.85% | 0.85% | 1.15% |
| | Clay Content | | Low | Low | Low | Low | Low |
| Resource | Oil Phase | | Oil | Condensate | Oil | Oil | Condensate |
| | OIP Concentration (MMbbl/mi ²) | | 57.0 | 26.1 | 28.0 | 92.3 | 41.0 |
| | Risked OIP (B bbl) | | 76.3 | 2.9 | 12.6 | 235.1 | 61.6 |
| | Risked Recoverable (B bbl) | | 4.58 | 0.18 | 0.63 | 11.75 | 3.08 |

ARGENTINA

| Basic Data | Basin/Gross Area | | Neuquen (66,900 mi ²) | | | | | |
|----------------------|--|------------------|---|---------------------|---------------------|--------------------------------------|-------------------|-------------------|
| | Shale Formation | | Los Molles | | | Vaca Muerta | | |
| | Geologic Age | | M. Jurassic | | | U. Jurassic - L. Cretaceous | | |
| | Depositional Environment | | Marine | | | Marine | | |
| Physical Extent | Prospective Area (mi ²) | | 2,750 | 2,380 | 8,140 | 4,640 | 3,270 | 3,550 |
| | Thickness (ft) | Organically Rich | 800 | 800 | 800 | 500 | 500 | 500 |
| | | Net | 300 | 300 | 300 | 305 | 305 | 305 |
| | Depth (ft) | Interval | 6,500 - 9,500 | 9,500 - 13,000 | 13,000 - 16,400 | 3,000 - 9,000 | 4,500 - 9,000 | 5,500 - 10,000 |
| Average | | 8,000 | 11,500 | 14,500 | 5,000 | 6,500 | 8,000 | |
| Reservoir Properties | Reservoir Pressure | | Highly Overpress. | Highly Overpress. | Highly Overpress. | Highly Overpress. | Highly Overpress. | Highly Overpress. |
| | Average TOC (wt. %) | | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 5.0% | 5.0% | 5.0% |
| | Thermal Maturity (% Ro) | | 0.85% | 1.15% | 2.20% | 0.85% | 1.15% | 1.50% |
| | Clay Content | | Low/Medium | Low/Medium | Low/Medium | Low/Medium | Low/Medium | Low/Medium |
| Resource | Gas Phase | | Assoc. Gas | Wet Gas | Dry Gas | Assoc. Gas | Wet Gas | Dry Gas |
| | GIP Concentration (Bcf/mi ²) | | 49.3 | 118.0 | 190.1 | 66.1 | 185.9 | 302.9 |
| | Risked GIP (Tcf) | | 67.6 | 140.4 | 773.8 | 192.0 | 364.8 | 645.1 |
| | Risked Recoverable (Tcf) | | 8.1 | 35.1 | 232.1 | 23.0 | 91.2 | 193.5 |
| Basic Data | Basin/Gross Area | | San Jorge (46,000 mi ²) | | | | | |
| | Shale Formation | | Aguada Bandera | | Pozo D-129 | | | |
| | Geologic Age | | U. Jurassic - L. Cretaceous | | L. Cretaceous | | | |
| | Depositional Environment | | Lacustrine | | Lacustrine | | | |
| Physical Extent | Prospective Area (mi ²) | | 8,380 | | 920 | 540 | 4,120 | |
| | Thickness (ft) | Organically Rich | 1,600 | | 1,200 | 1,200 | 1,200 | |
| | | Net | 400 | | 420 | 420 | 420 | |
| | Depth (ft) | Interval | 6,500 - 16,000 | | 6,600 - 8,000 | 8,000 - 10,000 | 10,000 - 16,400 | |
| Average | | 13,000 | | 7,300 | 9,000 | 12,000 | | |
| Reservoir Properties | Reservoir Pressure | | Normal | | Normal | Normal | Normal | |
| | Average TOC (wt. %) | | 2.2% | | 2.0% | 2.0% | 2.0% | |
| | Thermal Maturity (% Ro) | | 3.00% | | 0.85% | 1.15% | 2.00% | |
| | Clay Content | | Med./High | | Med./High | Med./High | Med./High | |
| Resource | Gas Phase | | Dry Gas | | Assoc. Gas | Wet Gas | Dry Gas | |
| | GIP Concentration (Bcf/mi ²) | | 151.7 | | 41.2 | 103.4 | 163.3 | |
| | Risked GIP (Tcf) | | 254.2 | | 9.1 | 13.4 | 161.5 | |
| | Risked Recoverable (Tcf) | | 50.8 | | 0.5 | 2.0 | 32.3 | |
| Basic Data | Basin/Gross Area | | Austral-Magallanes (65,000 mi ²) | | | Parana (747,000 mi ²) | | |
| | Shale Formation | | L. Inoceramus-Magnas Vardes | | | Ponta Grossa | | |
| | Geologic Age | | L. Cretaceous | | | Devonian | | |
| | Depositional Environment | | Marine | | | Marine | | |
| Physical Extent | Prospective Area (mi ²) | | 4,620 | 4,600 | 4,310 | 270 | 2,230 | |
| | Thickness (ft) | Organically Rich | 800 | 800 | 800 | 400 | 400 | |
| | | Net | 400 | 400 | 400 | 200 | 200 | |
| | Depth (ft) | Interval | 6,600 - 11,000 | 9,000 - 14,500 | 11,500 - 16,400 | 9,000 - 10,000 | 10,000 - 11,500 | |
| Average | | 8,000 | 11,500 | 13,500 | 9,500 | 10,500 | | |
| Reservoir Properties | Reservoir Pressure | | Slightly Overpress. | Slightly Overpress. | Slightly Overpress. | Normal | Normal | |
| | Average TOC (wt. %) | | 3.5% | 3.5% | 3.5% | 2.0% | 2.0% | |
| | Thermal Maturity (% Ro) | | 0.85% | 1.15% | 1.60% | 1.15% | 1.40% | |
| | Clay Content | | Low/Medium | Low/Medium | Low/Medium | Low/Medium | Low/Medium | |
| Resource | Gas Phase | | Assoc. Gas | Wet Gas | Dry Gas | Wet Gas | Dry Gas | |
| | GIP Concentration (Bcf/mi ²) | | 32.5 | 113.8 | 155.9 | 34.9 | 56.9 | |
| | Risked GIP (Tcf) | | 67.5 | 235.6 | 302.4 | 1.1 | 15.2 | |
| | Risked Recoverable (Tcf) | | 6.8 | 47.1 | 75.6 | 0.2 | 3.0 | |

| Basic Data | Basin/Gross Area | | Neuquen (66,900 mi ²) | | | |
|----------------------|---|------------------|--------------------------------------|-------------------|-----------------------------|-------------------|
| | Shale Formation | | Los Molles | | Vaca Muerta | |
| | Geologic Age | | M. Jurassic | | U. Jurassic - L. Cretaceous | |
| | Depositional Environment | | Marine | | Marine | |
| Physical Extent | Prospective Area (mi ²) | | 2,750 | 2,380 | 4,840 | 3,270 |
| | Thickness (ft) | Organically Rich | 800 | 800 | 500 | 500 |
| | | Net | 300 | 300 | 325 | 325 |
| | Depth (ft) | Interval | 6,500 - 9,500 | 9,500 - 13,000 | 3,000 - 9,000 | 4,500 - 9,000 |
| Average | | 8,000 | 11,500 | 5,000 | 6,500 | |
| Reservoir Properties | Reservoir Pressure | | Highly Overpress. | Highly Overpress. | Highly Overpress. | Highly Overpress. |
| | Average TOC (wt. %) | | 2.0% | 2.0% | 5.0% | 5.0% |
| | Thermal Maturity (% Ro) | | 0.85% | 1.15% | 0.85% | 1.15% |
| | Clay Content | | Low/Medium | Low/Medium | Low/Medium | Low/Medium |
| Resource | Oil Phase | | Oil | Condensate | Oil | Condensate |
| | OIP Concentration (MMbbl/m ²) | | 36.4 | 9.2 | 77.9 | 22.5 |
| | Risked OIP (B bbl) | | 50.0 | 11.0 | 226.2 | 44.2 |
| | Risked Recoverable (B bbl) | | 3.00 | 0.66 | 13.57 | 2.65 |

| Basic Data | Basin/Gross Area | | San Jorge (46,000 mi ²) | | Austral-Magallanes (65,000 mi ²) | | Parana (747,000 mi ²) | |
|----------------------|---|------------------|--|----------------|---|---------------------|--------------------------------------|--|
| | Shale Formation | | Pozo D-129 | | L. Inoceramus-Magnas Verdes | | Ponta Grossa | |
| | Geologic Age | | L. Cretaceous | | L. Cretaceous | | Devonian | |
| | Depositional Environment | | Laosubine | | Marine | | Marine | |
| Physical Extent | Prospective Area (mi ²) | | 920 | 540 | 4,620 | 4,600 | 270 | |
| | Thickness (ft) | Organically Rich | 1,200 | 1,200 | 800 | 800 | 400 | |
| | | Net | 420 | 420 | 400 | 400 | 200 | |
| | Depth (ft) | Interval | 6,600 - 8,000 | 8,000 - 10,000 | 6,600 - 11,000 | 9,000 - 14,500 | 9,000 - 10,000 | |
| Average | | 7,300 | 9,000 | 8,000 | 11,500 | 9,500 | | |
| Reservoir Properties | Reservoir Pressure | | Normal | Normal | Slightly Overpress. | Slightly Overpress. | Normal | |
| | Average TOC (wt. %) | | 2.0% | 2.0% | 3.5% | 3.5% | 2.0% | |
| | Thermal Maturity (% Ro) | | 0.85% | 1.15% | 0.85% | 1.15% | 1.20% | |
| | Clay Content | | Med./High | Med./High | Low/Medium | Low/Medium | Low/Medium | |
| Resource | Oil Phase | | Oil | Condensate | Oil | Condensate | Condensate | |
| | OIP Concentration (MMbbl/m ²) | | 63.7 | 20.3 | 48.4 | 14.8 | 8.1 | |
| | Risked OIP (B bbl) | | 14.1 | 2.6 | 100.6 | 30.6 | 0.3 | |
| | Risked Recoverable (B bbl) | | 0.42 | 0.08 | 5.03 | 1.53 | 0.01 | |

BRASIL

| Basic Data | Basin/Gross Area | | Parana (747,000 mi ²) | | | Solimoes (350,000 mi ²) | | | Amazonas (230,000 mi ²) | | |
|----------------------|---|------------------|--------------------------------------|-----------------|-----------------|--|-----------------|----------------|--|----------------|--|
| | Shale Formation | | Ponta Grossa | | | Jardotuba | | | Barrinha | | |
| | Geologic Age | | Devonian | | | Devonian | | | Devonian | | |
| | Depositional Environment | | Marine | | | Marine | | | Marine | | |
| Physical Extent | Prospective Area (mi ²) | | 25,600 | 18,050 | 22,840 | 8,860 | 54,750 | 5,920 | 3,280 | 44,890 | |
| | Thickness (ft) | Organically Rich | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 160 | 160 | 200 | 300 | 300 | |
| | | Net | 300 | 300 | 300 | 120 | 120 | 195 | 225 | 225 | |
| | Depth (ft) | Interval | 9,500 - 13,000 | 10,000 - 14,000 | 12,000 - 16,400 | 3,300 - 10,000 | 10,000 - 16,400 | 6,500 - 13,000 | 8,000 - 14,000 | 3,300 - 16,400 | |
| Average | | 11,000 | 12,000 | 14,000 | 7,500 | 12,000 | 9,500 | 11,500 | 12,000 | | |
| Reservoir Properties | Reservoir Pressure | | Normal | Normal | Normal | Normal | Normal | Normal | Normal | Normal | |
| | Average TOC (wt. %) | | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.2% | 2.2% | 2.5% | 2.5% | 2.5% | |
| | Thermal Maturity (% Ro) | | 0.85% | 1.15% | 1.50% | 1.15% | 1.00% | 0.85% | 1.15% | 1.60% | |
| | Clay Content | | Low/Medium | Low/Medium | Low/Medium | Medium | Medium | Medium | Medium | Medium | |
| Resource | Gas Phase | | Assoc. Gas | Wet Gas | Dry Gas | Wet Gas | Dry Gas | Assoc. Gas | Wet Gas | Dry Gas | |
| | GIP Concentration (Bcf/m ²) | | 25.5 | 55.7 | 91.3 | 20.1 | 36.1 | 15.2 | 45.4 | 70.2 | |
| | Risked GIP (Tcf) | | 78.5 | 120.7 | 250.4 | 25.8 | 296.8 | 12.8 | 22.2 | 472.4 | |
| | Risked Recoverable (Tcf) | | 6.3 | 24.1 | 50.1 | 5.2 | 59.4 | 1.0 | 4.4 | 94.5 | |

Anexo C. Producción y recursos de gas natural y petróleo a nivel mundial.

Fuente: EIA – U.S Energy Administration Information. Disponible en: https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf.

GAS NATURAL

| Region totals and selected countries ⁽¹⁾ | 2011 natural gas production ⁽²⁾ | January 1, 2013 estimated proved natural gas reserves ⁽³⁾ | 2013 EIA/ARI unproved wet shale gas technically recoverable resources (TRR) | | 2012 USGS conventional unproved wet natural gas TRR, including reserve growth ⁽⁴⁾ | | Total technically recoverable wet natural gas resources |
|---|--|--|---|---|--|---|---|
| | | | gas technically recoverable resources (TRR) | including reserve growth ⁽⁴⁾ | including reserve growth ⁽⁴⁾ | including reserve growth ⁽⁴⁾ | |
| Europe | 10 | 145 | 470 | 184 | 799 | | |
| Bulgaria | 0 | 0 | 17 | | | | |
| Denmark | 0 | 2 | 32 | | | | |
| France | 0 | 0 | 137 | | | | |
| Germany | 0 | 4 | 17 | | | | |
| Netherlands | 3 | 43 | 26 | | | | |
| Norway | 4 | 73 | 0 | | | | |
| Poland | 0 | 3 | 148 | | | | |
| Romania | 0 | 4 | 55 | | | | |
| Spain | 0 | 0 | 8 | | | | |
| Sweden | - | - | 10 | | | | |
| United Kingdom | 2 | 9 | 26 | | | | |
| Former Soviet Union | 30 | 2,178 | 415 | 2,145 | 4,738 | | |
| Lithuania | - | - | 0 | | | | |
| Russia ⁵ | 24 | 1,688 | 287 | | | | |
| Ukraine | 1 | 39 | 128 | | | | |
| North America | 32 | 403 | 1,685 | 2,223 | 4,312 | | |
| Canada | 6 | 68 | 573 | | | | |
| Mexico | 2 | 17 | 545 | | | | |
| United States ⁶ | 24 | 318 | 567 | 1,546 | 2,451 | | |
| Asia and Pacific | 13 | 418 | 1,607 | 858 | 2,883 | | |
| Australia | 2 | 43 | 437 | | | | |
| China | 4 | 124 | 1,115 | | | | |
| Indonesia | 3 | 108 | 46 | | | | |
| Mongolia | - | - | 4 | | | | |
| Thailand | 1 | 10 | 5 | | | | |
| South Asia | 4 | 86 | 201 | 183 | 470 | | |
| India | 2 | 44 | 96 | | | | |
| Pakistan | 1 | 24 | 105 | | | | |
| Middle East and North Africa | 26 | 3,117 | 1,003 | 1,651 | 5,772 | | |
| Algeria | 3 | 159 | 707 | | | | |
| Egypt | 2 | 77 | 100 | | | | |

| Region totals and selected countries ⁽²⁾ | 2011 natural gas production ⁽²⁾ | January 1, 2013 estimated proved natural gas reserves ⁽³⁾ | 2013 EIA/ARI unproved wet shale gas technically recoverable resources (TRR) | | 2012 USGS conventional unproved wet natural gas TRR, including reserve growth ⁽⁴⁾ | | Total technically recoverable wet natural gas resources |
|---|--|--|---|---|--|---|---|
| | | | gas technically recoverable resources (TRR) | including reserve growth ⁽⁴⁾ | including reserve growth ⁽⁴⁾ | including reserve growth ⁽⁴⁾ | |
| Jordan | 0 | 0 | 7 | | | | |
| Libya | 0 | 55 | 122 | | | | |
| Morocco | 0 | 0 | 12 | | | | |
| Tunisia | 0 | 2 | 25 | | | | |
| Turkey | 0 | 0 | 24 | | | | |
| Western Sahara | - | - | 8 | | | | |
| Sub-Saharan Africa | 2 | 222 | 390 | 831 | 1,443 | | |
| Mauritania | - | 1 | 0 | | | | |
| South Africa | 0 | - | 390 | | | | |
| South America & Caribbean | 6 | 269 | 1,430 | 766 | 2,465 | | |
| Argentina | 2 | 12 | 802 | | | | |
| Bolivia | 1 | 10 | 36 | | | | |
| Brazil | 1 | 14 | 245 | | | | |
| Chile | 0 | 3 | 48 | | | | |
| Colombia | 0 | 6 | 55 | | | | |
| Paraguay | - | - | 75 | | | | |
| Uruguay | - | - | 2 | | | | |
| Venezuela | 1 | 195 | 167 | | | | |
| Subtotal of above countries ⁷ | 89 | 3,157 | 7,201 | NA | NA | | |
| Subtotal, excluding the United States ⁷ | 65 | 2,840 | 6,634 | NA | NA | | |
| Total World ⁽⁸⁾ | 124 | 6,839 | 7,201 | 8,842 | 22,882 | | |

*Datos en TCF

PETRÓLEO

| Region totals and selected countries ⁽¹⁾ | 2011 oil production ⁽²⁾ | January 1, 2013 estimated proved oil reserves ⁽³⁾ | 2013 EIA/ARI unproved shale oil technically recoverable resources (TRR) | 2012 USGS conventional unproved oil TRR, including reserve growth ⁽⁴⁾ | Total technically recoverable crude oil resources |
|---|------------------------------------|--|---|--|---|
| Europe | 1,537 | 11,748 | 12,900 | 14,638 | 35,286 |
| Bulgaria | 1 | 15 | 200 | | |
| Denmark | 85 | 805 | 0 | | |
| France | 28 | 85 | 4,700 | | |
| Germany | 51 | 254 | 700 | | |
| Netherlands | 21 | 244 | 2,900 | | |
| Norway | 733 | 5,566 | 0 | | |
| Poland | 10 | 157 | 3,300 | | |
| Romania | 38 | 600 | 300 | | |
| Spain | 10 | 150 | 100 | | |
| Sweden | 4 | - | 0 | | |
| United Kingdom | 426 | 3,122 | 700 | | |
| Former Soviet Union | 4,866 | 118,886 | 77,200 | 114,481 | 310,567 |
| Lithuania | 3 | 12 | 300 | | |
| Russia ⁵ | 3,737 | 80,000 | 75,800 | | |
| Ukraine | 29 | 395 | 1,100 | | |
| North America | 6,093 | 208,550 | 80,000 | 305,546 | 594,096 |
| Canada | 1,313 | 173,105 | 8,800 | | |
| Mexico | 1,080 | 10,264 | 13,100 | | |
| United States ⁶ | 3,699 | 25,181 | 58,100 | 139,311 | 222,592 |
| Asia and Pacific | 2,866 | 41,422 | 61,000 | 64,362 | 166,784 |
| Australia | 192 | 1,433 | 17,500 | | |
| China | 1,587 | 25,585 | 32,200 | | |
| Indonesia | 371 | 4,030 | 7,900 | | |
| Mongolia | 3 | - | 3,400 | | |
| Thailand | 152 | 453 | 0 | | |
| South Asia | 396 | 5,802 | 12,900 | 8,211 | 26,913 |
| India | 361 | 5,476 | 3,800 | | |
| Pakistan | 23 | 248 | 9,100 | | |
| Middle East and North Africa | 10,986 | 867,463 | 42,900 | 461,407 | 1,373,770 |
| Algeria | 680 | 12,200 | 5,700 | | |
| Egypt | 265 | 4,400 | 4,600 | | |

| Region totals and selected countries ⁽¹⁾ | 2011 oil production ⁽²⁾ | January 1, 2013 estimated proved oil reserves ⁽³⁾ | 2013 EIA/ARI unproved shale oil technically recoverable resources (TRR) | 2012 USGS conventional unproved oil TRR, including reserve growth ⁽⁴⁾ | Total technically recoverable crude oil resources |
|--|------------------------------------|--|---|--|---|
| Jordan | - | 1 | 100 | | |
| Libya | 183 | 48,010 | 26,100 | | |
| Morocco | 2 | 1 | 0 | | |
| Tunisia | 26 | 425 | 1,500 | | |
| Turkey | 21 | 270 | 4,700 | | |
| Western Sahara | - | - | 200 | | |
| Sub-Saharan Africa | 2,264 | 62,553 | 100 | 140,731 | 203,384 |
| Mauritania | 3 | 20 | 100 | | |
| South Africa | 66 | 15 | 0 | | |
| South America & Caribbean | 2,868 | 325,930 | 59,700 | 258,234 | 643,864 |
| Argentina | 279 | 2,805 | 27,000 | | |
| Bolivia | 18 | 210 | 600 | | |
| Brazil | 980 | 13,154 | 5,300 | | |
| Chile | 7 | 150 | 2,300 | | |
| Colombia | 343 | 2,200 | 6,800 | | |
| Paraguay | 1 | - | 3,700 | | |
| Uruguay | 0 | - | 600 | | |
| Venezuela | 909 | 297,570 | 13,400 | | |
| Subtotal of above countries⁷ | 17,737 | 718,411 | 345,000 | NA | NA |
| Subtotal, excluding the United States⁷ | 14,038 | 693,230 | 286,900 | NA | NA |
| Total World^{7,8} | 31,875 | 1,642,354 | 345,000 | 1,369,610 | 3,356,964 |

*Datos en millones de barriles