

# ***Fracking: Extracción de gas y petróleo no convencional, y su impacto ambiental***

## ***Fracking: Extraction unconventional gas and oil, and environmental impact***

Ana Ercilia Arnedo Cárdenas<sup>1</sup>, Karla María Yunes Cañate<sup>2</sup>.

*Facultad de Ingeniería, Arquitectura, Artes y Diseño. Programa de Ingeniería Química.*

*Universidad de San Buenaventura, Calle Real de Ternera # 30 -966, Cartagena, Colombia.*

Correo-e: <sup>1</sup>arnedocardenas@gmail.com; <sup>2</sup>yunes.karla@gmail.com

**Resumen-** Debido a la progresiva disminución en las reservas convencionales y el aumento de la demanda energética para el desarrollo económico, los avances tecnológicos han propuesto a la fractura hidráulica como una alternativa para la extracción y explotación de gas natural y petróleo a través de explotación de yacimientos no convencionales. Siendo esta técnica, el proceso para la extracción de hidrocarburos situados en las capas rocosas de esquistos alojados en las profundidades de la tierra mediante la inyección de una mezcla a presión para acceder a ellos. No obstante, debido al aumento de la práctica de esta técnica seguido a débiles marcos regulatorios que no aseguren un adecuado desarrollo de éstas, entre los gobiernos se mantiene la incertidumbre si avanzar hacia esta explotación o defender a sus comunidades y sus territorios para no ser perjudicadas.

Este artículo expone la descripción técnica y los impactos ambientales que produce el fracturamiento hidráulico o *fracking*, abarcando los generados a la salud humana y el consumo de agua, el riesgo de contaminación a las aguas subterráneas, el suelo y la calidad del aire, además de presentar el panorama sobre la implementación de esta técnica en países latinoamericanos.

Se observó una tendencia negativa al desarrollar esta actividad por significativas cantidades de emisiones de gases, cambios en la calidad del aire, a la afectación de las condiciones de habitabilidad y los espacios en que los habitantes circunvecinos se desenvuelven. De igual forma, se observó la tendencia de países latinoamericanos a replicar esta técnica en sus territorios, ampliando sus reservas recuperables de gas de esquistos.

**Palabras Claves:** Impacto ambiental, fracking, emisiones, gas natural, petróleo, hidrocarburos no convencionales.

**Abstract** – Due to the progressive decrease in conventional reserves and increasing energy demand for economic development, hydraulic fracturing has been proposed, based on technological advances, as an alternative for the extraction and exploitation of oil and natural gas, through the exploitation of unconventional deposits. With this technique, the extraction of hydrocarbons that are located in the shale rock layers, is done by injecting a pressurized hydraulic mixture, in order to access them. However, due to the increase in the practice of this technique and in addition to the weak regulatory frameworks that do not ensure its proper development, governments keep uncertainty about approving this exploitation or defend the communities and territories so they do not get affected.

This paper discusses the technical description and environmental impacts produced by the hydraulic fracturing or *fracking*, covering the impacts on human health, the risk of contamination to groundwater, soil and air quality, and also presenting a Latin American panorama of the *fracking*.

A negative tendency to develop this activity was observed, due to the significant amount of greenhouse gas emissions, the changes in the air quality, the effects of the living conditions and the neighbor inhabited territories. It was also analyzed the tendency in Latin American countries to replicate this technique in their territories, in order to expand their recoverable shale gas reserves.

**Keywords:** Environmental impact, fracking, emissions, natural gas, petroleum, unconventional hydrocarbons.

## Contenido

1. Introducción
2. Aspectos generales del *Fracking*
  - 2.1 Descripción técnica del *Fracking*
3. Marco regulatorio del *Fracking* en el mundo
4. Impactos ambientales del *Fracking*
  - 4.1 Ambiente físico
    - 4.1.1 Recurso hídrico
      - 4.1.1.1 Gestión de los efluentes tóxicos (Agua de retorno o FLOWBACK)
    - 4.1.2 Aire
      - 4.1.2.1 Fuentes primarias
      - 4.1.2.2 Fuentes intermitentes
    - 4.1.3 Suelo
      - 4.1.3.1 Movimientos sísmicos
        - 4.1.3.1.1 Factores que afectan la sismicidad inducida por fracturación hidráulica
        - 4.1.3.1.2 Materiales radiactivos presentes.
  - 4.2 Aspecto biológico
  - 4.3 Aspecto social
5. Panorama latinoamericano
6. Conclusiones

## 1. Introducción

Actualmente se ha venido presentando una progresiva disminución en las reservas convencionales de petróleo y de gas [1], provocando que en la última década el gas natural pase al primer plano de la discusión energética a nivel mundial, ya que por sus virtudes comparativas respecto a otros combustibles fósiles como el petróleo y del carbón, siendo por excelencia un compuesto más limpio, con una alta eficiencia eléctrica de aproximadamente 60%, presenta una mayor abundancia respecto al petróleo y considerado más versátil que el carbón [2], posee aplicaciones en el comercio, el sector residencial, el transporte de pasajeros y ofrece grandes ventajas en procesos industriales donde se requiere de procesos controlados y ambientes limpios, incluidos menores emisiones de azufre, compuestos de metal y dióxido de carbono [3] [4], por tales motivos se ha recurrido a las técnicas de explotación, encontrando auge de innovaciones tecnológicas con la combinación de perforación horizontal y fracturación hidráulica de pozos para su extracción. [5]

En países con reservas para pocos años como es el caso de Colombia, la extracción de gas natural y el petróleo a través de explotación de yacimientos no convencionales, mediante técnicas como el *fracking*, extenderían la seguridad energética [6]. Además, porque el gas natural es considerado un combustible bajo en carbono para la economía debido a que su explotación se lleva a cabo con equipos que permiten una mayor eficiencia energética y sus bajas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) cuando se queman [1] [7].

El crudo de lutitas (shale oil) la cual requiere de la aplicación de calor para su extracción, el gas de carbón (gas grisú o coal bed methane), aceite de arenas compactas (tight oil), gas de arenas compactas (tight gas), y el gas de lutita o de pizarra (shale gas), son hidrocarburos alojados en rocas de baja permeabilidad, siendo extraídos por medio de *fracking* a través de la perforación en pozos, de manera horizontal y multilateral para llegar a la mayor parte del yacimiento [8] [9].

Para la extracción del gas natural (shale gas) y el petróleo (shale oil), la fracturación hidráulica requiere bombeo de fluidos a los pozos para aumentar la presión y fracturar la roca, y de la inyección de arena de alta permeabilidad para mantener abierta la fractura. Los pozos horizontales crean mayor área de superficie en contacto con el depósito que los pozos verticales, permitiendo mayor eficiencia de transferencia de gas y recuperación del yacimiento [9].

La fractura hidráulica es una tecnología relativamente nueva, estando en curso desde hace más de 100 años [10]. Fue desarrollada primero en los Estados Unidos en el siglo 20 pero no se aplicó comercialmente hasta mediados de la década de 1940 [11] donde el gas de esquisto extraído del yacimiento Barnett Shale, centro-norte de Texas, constituyó sólo un 2% hasta el 2000 [5] para el 2007 se incrementó al 8,1% y en un sorprendente 29% para 2011 [12] [10] frente al 40% de la producción de gas en el 2012 [13]. En el 2013, existieron más de 40 000 productores de pozos de gas de esquisto repartidos en 20 estados [1].

Así mismo, La AIE (Agencia Internacional de Energía) en enero de 2012 previó que la producción del gas natural aumente casi en un 30% en los próximos 25 años, de 22 billones pies cúbicos en 2010 a 28 trillones pies cúbicos en 2035 [11]. Este notable crecimiento de la producción del gas de esquisto en los EE.UU, ha dado lugar a un creciente interés en la exploración de los recursos de esquisto en otras zonas del mundo, especialmente en China [14] donde las altas demandas de energía en especial de bajo contenido de carbono, son necesarias para mantener el desarrollo económico del país [10] [5].

Sin embargo, la alta producción de gas de esquisto impulsó que en los últimos años decayeran los precios de los mayores productores de gas natural y de petróleo como resultado de la gran cantidad de recursos producidos a partir de esquistos y a la disponibilidad de los grandes volúmenes de otras reservas no convencionales [15] [16] [17], generando pérdidas en materia económica para las compañías de petróleo y gas en América del Norte [14], sin embargo para el 2030, los precios del gas natural pasarán a situarse en 16, 20 y 28 euros por barril en los mercados americanos, europeos y asiáticos, respectivamente. El precio del petróleo experimentará descenso, como consecuencia del escaso potencial de sustitución de un combustible por otro [18].

En el panorama mundial, Rusia, Estados Unidos, China y Argentina son los países con mayor extracción de gas de lutitas [19]. A niveles de regiones productoras en los Estados Unidos, estas se concentran en Haynesville, Marcellus, Woodford, Eagle Ford, Dakota del Norte y Montana [9]. Las siguientes figuras 1 y 2 muestran la distribución de los países con las mayores reservas de petróleo y gas no convencional, y la producción de gas natural en las regiones de Estados Unidos, respectivamente:

## EL NUEVO MAPA DE LA ENERGÍA MUNDIAL



### Ránking de países con reservas de petróleo no convencional

		Miles de millones de barriles	
1	Rusia	<div style="width: 75%;"></div>	75
2	EEUU	<div style="width: 58%;"></div>	58
3	China	<div style="width: 32%;"></div>	32
4	Argentina	<div style="width: 27%;"></div>	27
5	Libia	<div style="width: 26%;"></div>	26
6	Venezuela	<div style="width: 13%;"></div>	13
7	México	<div style="width: 13%;"></div>	13
8	Pakistán	<div style="width: 9%;"></div>	9
9	Canadá	<div style="width: 9%;"></div>	9
10	Indonesia	<div style="width: 8%;"></div>	8
<b>Total Mundial</b>		<b>345</b>	

### Ránking de países con reservas de gas pizarra

		Billones de pies cúbicos	
1	China	<div style="width: 111.5%;"></div>	1.115
2	Argentina	<div style="width: 80.2%;"></div>	802
3	Argelia	<div style="width: 70.7%;"></div>	707
4	EEUU	<div style="width: 66.5%;"></div>	665
5	Canadá	<div style="width: 57.3%;"></div>	573
6	México	<div style="width: 54.5%;"></div>	545
7	Australia	<div style="width: 43.7%;"></div>	437
8	Sudáfrica	<div style="width: 39.0%;"></div>	390
9	Rusia	<div style="width: 28.5%;"></div>	285
10	Brasil	<div style="width: 24.5%;"></div>	245
<b>Total Mundial</b>		<b>7.299</b>	

Figura 1. Distribución de los países con las mayores reservas de petróleo y gas no convencional en el mundo [19]

## PRODUCCIÓN REGIONAL DE GAS NATURAL EN LOS ESTADOS UNIDOS, EXCLUYENDO ALASKA, 2010–2035

(En TPC = Trillones de pies cúbicos =  $10^{12}$  PC)

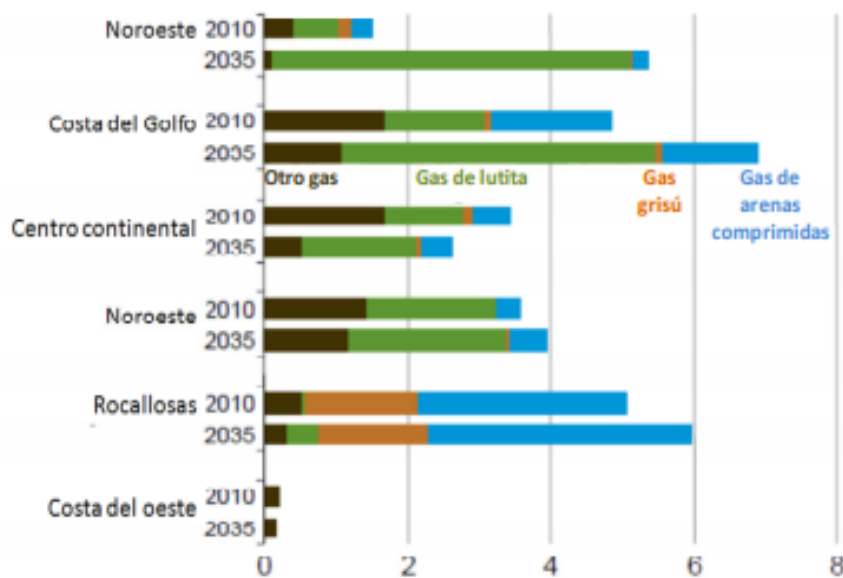


Figura 2. Producción de gas natural en las regiones de Estados Unidos, excluyendo Alaska, 2010-2035 [9].

Se ha estimado que las reservas recuperables de gas de esquistos deben ser lo suficientemente grande como para liberar a los Estados Unidos de la dependencia del petróleo logrando producir más barriles que Arabia Saudita, mayor productor de petróleo en el mundo. Así mismo, reemplazar casi toda la electricidad generada por el carbón y dejar de depender de Rusia para abastecerse. Para el año 2021, los Estados Unidos se proyecta a ser un exportador neto de hidrocarburos (petróleo y gas natural) [11].

No obstante, en los Estados Unidos y en muchos otros países, incluyendo Canadá, Sudáfrica, Australia, Francia e Inglaterra [11] [20], la comunidad científica y los medios han expresado su preocupación por los efectos adversos de desarrollar esta técnica, en términos de consideraciones económicas, sus impactos ambientales y sociales. Sus partidarios afirman que el crecimiento de la oferta de gas de esquisto es positivo desde la perspectiva de la seguridad energética y el cambio climático, ya que desplaza el carbón [21] al ser considerado este último como el combustible fósil más sucio. [22][23]. Por otro lado, también da lugar a acusaciones que conducen a problemas ambientales relacionados con la contaminación de las aguas subterráneas por el metano y productos químicos utilizados en los trabajos de fracturamiento [14]; y situaciones como la alta demanda de agua para las operaciones, hace que este proceso entre en conflicto con el suministro para la demanda local de las poblaciones [16]. En cuanto al calentamiento climático, la AIE en el 2012 informó que probablemente resultaría en 3,5°C, mucho más del límite de 2°C estipulado por los científicos, por lo que un aumento abrupto en la temperatura global se consideraría un cambio climático peligroso [24].

Polonia, es el país más avanzado de la Unión Europea en el ámbito de la exploración, con reservas recuperables estimadas en 4200 millones de m<sup>3</sup> en los que se ha realizado algunas exploraciones, otros países sumados a estas exploraciones han sido Reino Unido y Rumanía, mientras que en Francia y Bulgaria se considera la prohibición total de estas técnicas, y otros países han suspendido temporalmente las actividades

en torno a este, para estudiar mejor sus efectos; Austria y Lituania, por su parte, han fortalecido sus marcos normativos [20] En ese contexto América Latina figura con tres países entre los diez con más recursos de gas no convencional (Argentina, México y Brasil). Argentina se convierte en la cabecera latinoamericana del *fracking* con alrededor de 6.500 pozos [25] y con una de las más grandes formaciones del mundo, del tamaño de Bélgica, de unos 30.000 kilómetros cuadrados, en la que hay petróleo de esquistos bituminosos y gas de lutitas [26]. Colombia, a través de los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014, adoptado mediante la Ley 1450/11, impone el aprovechamiento de la riqueza nacional en materia de recursos naturales del sector minero-energético con el fin de “generar crecimiento sostenible y mayor equidad social” [27], pero conserva la incertidumbre entre el avance de esta explotación y la defensa de las comunidades locales por no ser perjudicadas.

El objetivo de este documento, es presentar los impactos ambientales que produce la extracción del gas natural y petróleo a través del proceso de fracturamiento hidráulico o *fracking*, y cómo se da la implementación de esta técnica, haciendo énfasis en aquellas publicaciones con mayor relevancia de los últimos años.

## 2. Aspectos generales

El petróleo y el gas natural son recursos no renovables, llamados así por su proceso de formación que dura centenares de miles de años, e incluso hasta millones de años en lo que se conoce como roca madre; estos recursos son encontrados en rocas principalmente arsénicas y calizas, las cuales el hidrocarburo migra y se aloja en la roca reservorio como consecuencia de la elevada permeabilidad y la gran porosidad, dándole como nombre productos convencionales [28]. Siendo la permeabilidad y porosidad las propiedades que brindan las características para la extracción de los hidrocarburos convencionales, ya que la producción se basa en hacer una perforación en la formación (roca) que contiene el gas o petróleo, y extraer desde ese único punto la mayor cantidad posible [29].

El gas de esquisto y las lutitas gasíferas son gases no convencionales, denominado así por su origen, se refiere a aquel gas que es acumulado de forma continua en la roca que lo generó [29] [30]. El gas de esquisto es una fuente no convencional de gas natural, es el más costoso y menos productivo, debido a que la roca de esquisto es muy poco porosa y prácticamente impermeable, por lo cual, el gas contenido en roca es mucho menor a la cantidad de gas obtenido en las explotaciones convencionales [31]; Las lutitas gasíferas son rocas sedimentarias de grano fino ricas en productos orgánicos, producen metano (componente principal de gas natural) por tal motivo son rocas que contienen grandes cantidades de gas natural [32].

El declive de las reservas mundiales de petróleo y gas convencional, sumado al hecho encontrado de la poca permeabilidad en las rocas de los yacimientos [33], nos indica que el gas está encerrado en la roca y no puede fluir debido a que los poros de las rocas no están conectados, estos acontecimientos han promovido la búsqueda e investigación de nuevos recursos energéticos y técnicas de explotación más avanzadas, como los recursos no convencionales y la fracturación hidráulica respectivamente [29] [31] [33].

La fracturación hidráulica es el método de perforación utilizada para obtener gas natural o petróleo de formaciones geológicas no convencionales (esquisto, lutitas), esta técnica se ha empleado en la industria de petróleo y gas desde 1947 [34] [35]. La fracturación hidráulica también llamada *fracking* hidráulico, se conoce como el proceso de extracción de gas natural y petróleo de las roca de esquisto y lutitas dentro de la tierra [36]. Para este proceso se hace imprescindible romper la roca y así liberar el gas y petróleo, por lo tanto, es necesario utilizar la perforación horizontal y el uso de la presión hidráulica para fracturar y lograr entrar al interior de las rocas y poder acceder a la cantidad de gas o aceite contenida en ellas [31], haciendo

uso de múltiples soluciones químicas, incluyendo la solución de perforación y de flujo de retorno [35]. En concreto, la perforación horizontal combinado con perforación vertical tradicional permite la inyección de fluidos de fracturación altamente presurizadas en las capas de esquisto para crear nuevos canales dentro de la roca, de la cual se libera el gas natural a precios mucho más altos que la perforación tradicional [36].

## **2. 1 Descripción técnica del *Fracking***

Esta técnica parte de la perforación de un pozo vertical atravesando capas de roca y acuíferos, desde la plataforma en la superficie hacia donde se encuentra la capa de esquisto, la cual puede llegar hasta 3000mt de profundidad. Antes de llegar a la capa de esquisto la tubería se desvía progresivamente a la horizontal (50 a 100mt) creando mayor área de contacto y optimizando la recuperación del recurso natural [1] [9], se utiliza explosivos para crear pequeñas grietas alrededor del orificio de producción, y para extender las fracturas en diferentes direcciones se bombea un fluido a una elevada presión entre 345 y 690 atmósferas, equivalentes a la presión que hay bajo el mar a una profundidad de 3450-6900mt [37] alcanzando longitudes de uno a un kilómetro y medio [38].

El fluido empleado para llevar a cabo la fracturación hidráulica, difiere según el gradiente de presión de la formación, a la fragilidad (relación Poisson y el módulo de Young), el contenido de arcilla y mineralogía general, tensiones y a la relación petróleo- gas (RGP). Para las formaciones menos profundas o con menor presión de depósito se usa espuma de nitrógeno [9], pero generalmente el fluido es un 98% a 99,5% agua y un agente de apuntalamiento, (normalmente arena) debido a su bajo costo y su eficacia, el 0,5% - 2% restante se divide entre otros 12 ingredientes químicos como híbridos energizados con  $N_2$  o  $CO_2$  o con hidrocarburos como propano gelificado, que sirven para lograr una distribución homogénea del agente de apuntalamiento, facilitar el retroceso del fluido, inhibir la corrosión y limpiar los tubos instalados durante el proceso de fractura [1] [39] [37].

Al reducir la presión el fluido retorna a la superficie junto al gas y otras sustancias presentes en la roca como metales pesados y partículas radiactivas, en ese momento la mezcla es procesada para separar el gas de todas las sustancias no deseadas, teniendo en cuenta que entre un 15% y un 80% del fluido inyectado emerge de nuevo a la superficie, mientras el resto permanece bajo tierra donde podría migrar hacia la superficie o hacia los acuíferos [39].

A continuación se muestra la tabla 1, que detalla las categorías de los compuestos más utilizados en los fluidos de inyección, así como su finalidad:

Tabla 1 .Compuestos de fluidos de inyección [39] [40]

Categoría compuesta	Propósito	Ejemplo
Agentes tensioactivos /agentes humectantes (tensioactivos)	La reducción de la tensión superficial de los líquidos, la viscosidad aumenta	Isopropanol
sal	Genera un fluido portador de salmuera	Cloruro de potasio
Gelato (agente gelificante)	Mejora del transporte de agentes de sostén	Goma guar, hidroxietil Celulosa
Inhibidor de incrustaciones	Prevención de deposición de precipitado poco solubles, anticongelante	Etilenglicol
Reguladores de pH	Mantiene la eficacia de otros componentes	Carbonato de Sodio o Potasio
Chain Braker (Breaker)	La reducción de la viscosidad de los fluidos que contienen gel, para depositar el agente de sostén	Persulfato de Amonio
Reticulante	Mantiene la viscosidad del fluido con los aumentos de temperatura	Sales de borato
Control del Ion Hierro	Prevención de la precipitación del óxido de hierro	Ácido Cítrico
Inhibidor de corrosión	Evita la corrosión de las tuberías	N,n-Dimetilformamida
Biocida/Bactericida	Prevención del crecimiento bacteriano, la prevención de la bicapa, evitar la formación de sulfuro de hidrógeno por las bacterias reductoras de sulfato	Glutaraldehido
Ácidos	Limpieza de partes de perforación y cemento; resolución de minerales solubles en ácido	Ácido Clorhídrico o Ácido Muriático
Reductor de fricción (aditivos)	La reducción de la fricción dentro de los fluidos permite que el fluido de fracturación se bombee a velocidades más rápidas y presiones más bajas	Poliacrilamida, Aceite Mineral
Anti-Oxidante	Elimina el oxígeno para proteger de la corrosión	Bisulfato de Amonio
Agentes de sostén	Sostiene las fracturas abiertas para permitir el gas a salir	Sílice, Arena de Cuarzo
Estabilizador de alta temperatura	Prevención de una descomposición prematura de gel a altas temperaturas	----
Solvente	Mejora la solubilidad de los aditivos	----
Espumas (espuma)	Apoyo del transporte de agentes de sostén	----
Carroñero de Sulfuro de Hidrogeno (Carroñero de SH <sub>2</sub> )	La eliminación de sulfuro de Hidrógeno para evitar la corrosión del sistema	----



Estabilizadores de Arcilla	Reducir la inflación y el desplazamiento de las arcillas	---
----------------------------	--	-----

En la Figura 3 se muestra la descomposición porcentual de los químicos utilizados en el proceso del *fracking* según el Departamento de Energía de los Estados Unidos (USDOE):

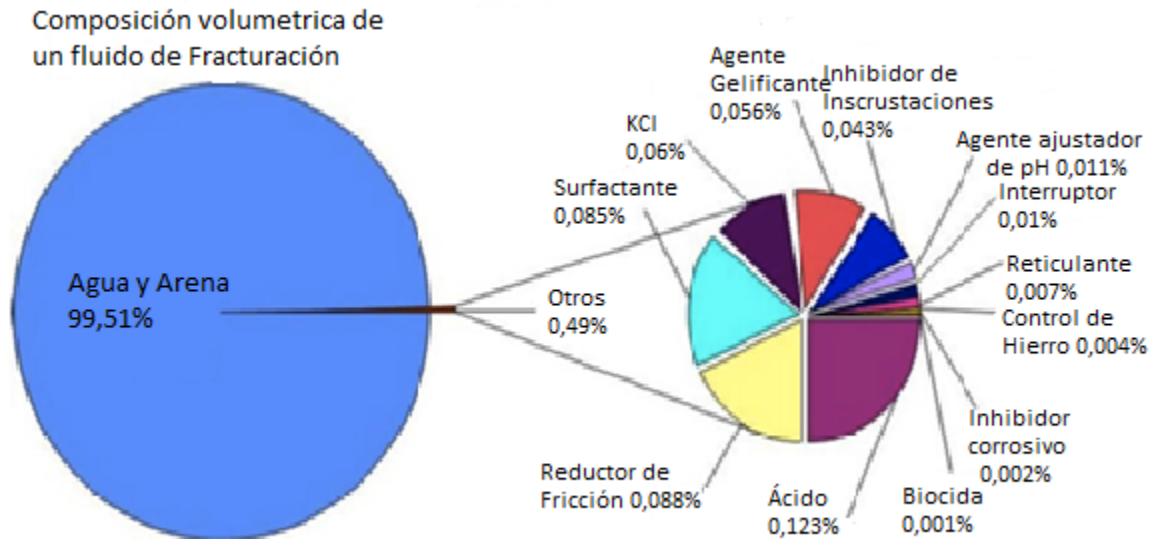


Figura 3. Composición volumétrica de los fluidos de fractura [39]

Estos químicos utilizados en el fluido de inyección se eliminan a través de tanques con Trietilenglicol, luego se calienta, el agua hierve y se ventila en un tanque aparte etiquetado como agua producida, durante este proceso, las sustancias aceitosas que se mezclaron con el gas se vuelven volátiles y son desviadas a un tanque etiquetado como agua de condensación [39].

En el caso de la obtención de petróleo no convencional a partir de bitumen, las cuales se encuentra a poca profundidad y saturadas de un petróleo denso y viscoso, el proceso de extracción se realiza mediante el retorting o destilación destructiva en hornos que realizan la pirólisis en plantas fuera del pozo, y si también las condiciones del yacimiento lo permiten dentro de él, mediante inyección de vapor para permitir que el bitumen fluya hacia la cabeza del pozo donde es necesario extraer la lutita bituminosa y triturarla. Debido al bajo coeficiente de conductividad del calor en la roca, el tiempo de purificación es mayor, pudiendo durar varias horas [9] [41].

En ambos procesos, una sola plataforma agrupa varios pozos requiriendo una superficie de 1,5 a 2 hectáreas, separados de 5 a 8 m entre ellos, se perforan consecutivamente y se distribuyen sin dejar huecos; el número de plataformas por km<sup>2</sup> es de 1,5 a 3,5. En cada plataforma se almacena todo el fluido de fractura, los lodos de perforación, el equipo asociado a las operaciones de fractura hidráulica, sin olvidar los restos de la perforación y las sustancias que emergen del pozo.

El proceso de perforación se lleva a cabo ininterrumpidamente las 24 horas del día; a medida que se perfora el pozo, se van instalando una serie de tubos de revestimiento fabricados en acero proporcionando solidez, consistencia y previniendo un hundimiento del pozo. El espacio existente entre el exterior del tubo y la pared del pozo se suele cementar, la cual se complica a medida que aumenta la profundidad de perforación [25].

En la actualidad, la fase de fractura dura entre 2 y 5 días y el tramo horizontal se divide en varias etapas independientes (de 8 a 13) empezando por el extremo final (pie) del pozo [25] donde cada etapa es fracturada alrededor de 15 veces consecutivas, cada una con aditivos específicos debido a que los volúmenes de producción decrecen con gran velocidad con tasas de entre 29 y 52 por ciento anual [26] [42], por esta razón, es usual que las operadoras decidan re-fracturar el pozo en varias oportunidades alargando la vida económica del proyecto, lo cual implica volver a inyectar grandes cantidades de agua y químicos en el mismo [37].

La vida productiva media de los pozos es aproximadamente 7 años, al momento máximo de su vida útil estos deben ser desmantelados y sellados, con la función de evitar futuras contaminaciones al menos durante la vida de los acuíferos afectados, lo cual es imposible puesto que la vida media de éste último es de varios miles de años [37]. Actualmente la técnica no está muy estructurada ni adaptada para ser empleada en mar adentro, siendo solo adecuada para su utilización en tierra [9]. La figura 4, explica el proceso de fractura hidráulica de manera ilustrativa:

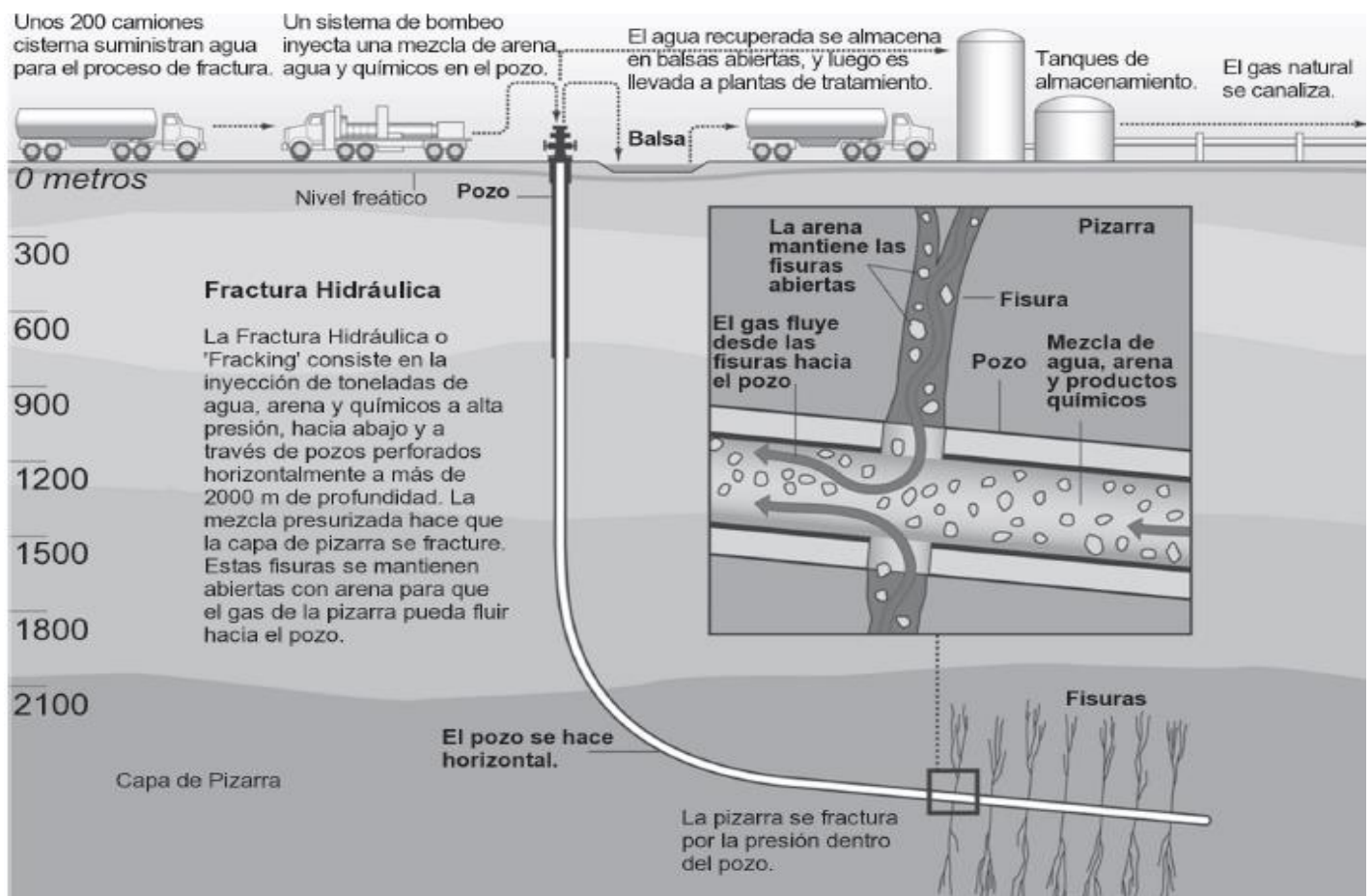


Figura 4. Fractura Hidráulica. Fuente adaptada: Asamblea contra la Fractura Hidráulica (2011) [37].

### 3. Marco regulatorio del *Fracking* en el mundo

La Constitución Política de Colombia de 1991, reserva para la nación la propiedad y dominio directo de los recursos del subsuelo del territorio nacional. La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en la Ley del Petróleo establece que sólo la nación puede llevar a cabo la exploración, producción, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y venta de primera mano de los hidrocarburos nacionales y de los petroquímicos básicos [41]. A través del decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013, se establecieron los procedimientos para llevar a cabo la explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Con el decreto 1760 de 2012 se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A. La ley general del ambiente está regulada a través de la ley 99 del 22 de diciembre de 1993 [8] [43].

En el caso de Argentina, el país con mayor desarrollo de *fracking* en América latina, a través del artículo 41 de la constitución nacional Argentina se sancionaron las normas para preservar el patrimonio natural y cultural, además de establecer el derecho de los habitantes de este país de un ambiente sano, equilibrado para el desarrollo humano [39]. Con la reforma constitucional de 1994 a través del artículo 124, se ratificó el dominio de las provincias respecto a sus recursos naturales, incluidos los hidrocarburos. La provincia de Neuquén adoptó el Decreto 1483/1231 que establece reglas y procedimientos para la exploración y explotación de reservorios no convencionales [42].

La Declaración de Río del 92, en el art. 15 establece que cuando haya peligro de daño grave o irreversible, la falta de certeza científica no será razón para no tomar medidas eficaces que impidan la degradación del medio ambiente; esta declaración, en Argentina forma parte del cuerpo de la Ley General de Ambiente 25.675, art. 4, como principio de política ambiental [39], y en Colombia es recogida en los principios generales de la política ambiental en la Ley 99 de Medio Ambiente de 1993, expresando que “*la autoridad ambiental debe tomar decisiones específicas, encaminadas a evitar un peligro de daño grave, sin contar con la certeza científica absoluta de acuerdo con las políticas ambientales trazadas por la ley*” [42] [44].

Francia por su parte, a través de la ley 835 de 2011 estableció la prohibición a la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos líquidos o gaseosos mediante la técnica de fractura hidráulica en todo el territorio francés, así como la anulación de los permisos ya concedidos, basándose en el principio de precaución: “*De conformidad con la Carta del medio ambiente de 2004 y el principio de acción preventiva y de corrección previsto en el artículo L. 110-1 del Código de medio ambiente, exploración y explotación de minas de hidrocarburos líquido o gas mediante la perforación seguidos por fracturamiento hidráulico de roca están prohibidos en el territorio nacional*” [45] [46]

Las regulaciones en España, están sujetas a la ley 34/1997 de hidrocarburos relacionadas con las medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de yacimientos y de almacenamientos subterráneos de hidrocarburos [47], los permisos de investigación deben contener un programa de investigación y las medidas de protección medioambiental y de restauración, por su parte las concesiones de explotación deben incluir un plan general de explotación y de desmantelamiento que comprenda también un estudio de impacto ambiental [48].

En lo que se refiere a evaluación ambiental, los proyectos deben cumplir con la ley 21/2013, de 9 de diciembre: “*establece las bases que deben regir la evaluación ambiental de los planes, programas y proyectos que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente, garantizando en todo el territorio del Estado un elevado nivel de protección ambiental, con el fin de promover un desarrollo sostenible*” [49] refiriéndose al procedimiento, alcance de la evaluación, elaboración del estudio de impacto

ambiental de los proyectos. De igual manera, mediante el Real Decreto 1514/2009, de 2 de octubre, se regula la protección de las aguas subterráneas contra la contaminación y el deterioro [50]; y el Real Decreto 60/2011, de 21 de enero, sobre las normas de calidad ambiental de las aguas superficiales [51]

La contaminación en el aire se encuentra legislado por el Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, estableciendo los objetivos de calidad del aire para diversos contaminantes y la evaluación de las concentraciones [52] [45].

En Estados Unidos, la regulación actual de la gestión de aguas residuales de gas de esquisto es inadecuada, debido a que no hay protección suficiente para la salud humana y el medio ambiente, por lo cual la supervisión gubernamental de las aguas residuales deben ser mejorados, tanto a nivel nacional y nivel estatal.

La ley de Control de Contaminación del Agua, regula el tratamiento y la descarga de gas de esquisto y aguas residuales en cuerpos de agua superficiales, por lo cual las instalaciones deberán obtener los permisos para descargar las aguas residuales producto de la extracción del gas de esquisto. Sin embargo, el almacenamiento de las aguas residuales está regulado únicamente por los estados.

En Pennsylvania, instalaciones que almacenan y disponen de las aguas residuales de gas de esquisto en embalses deben obtener permisos en virtud del Capítulo 289 del reglamento PADEP (*Participatory Agricultural Development and Empowerment Project*), mientras que el Capítulo 289 regula las especificaciones para la construcción y el diseño de estos equipos de almacenaje [53].

Dentro de los tratados y acuerdos internacionales aplicables a la fracturación hidráulica, se encuentran la : Declaración de Estocolmo sobre Medio Ambiente Humano (Estocolmo, 1972), Convención de Viena para la protección sobre la Capa de Ozono(Viena,1985), Protocolo de Montreal Relativo a las sustancias que agotan la Capa de Ozono (Montreal,1987), Convención sobre los Humedales de importancia internacional (Ramsar,Iran,1971), Acuerdo sobre el Medio Ambiente del MERCOSUR (2001) donde uno de sus temáticas es la Gestión Sustentable de los Recursos Naturales; Protocolo de San Salvador (San Salvador, 1988) [39].

#### **4. Impactos ambientales del *Fracking***

El medio ambiente es considerado el entorno que le facilita al hombre las materias primas y recursos energéticos necesarios para su desarrollo en el planeta; actualmente se ha presentado un interés en los aspectos que afectan la sostenibilidad y el manejo de los recursos, buscando mantener un equilibrio entre el desarrollo humano y el medio ambiente, por tal motivo se hace mayor énfasis en el impacto ambiental de los procesos que se van ejecutando en cada uno de los aspectos de la vida humana [54] [55], según el ministerio de ambiente de Colombia el impacto ambiental es cualquier alteración en el medio ambiental biótico, abiótico y socioeconómico, que sea adverso o beneficioso, total o parcial, que pueda ser atribuido al desarrollo de un proyecto, obra o actividad [56].

Se han evidenciado numerosos riesgos e impactos ambientales asociados a la fracturación hidráulica, generando debates entre la industria petrolera y países que promueven la fracturación hidráulica, en contra de organizaciones ambientales y otros Estados que han decidido oponerse a esta actividad. Entre los problemas cuestionables se encuentran la calidad y disponibilidad del agua, calidad del aire, calidad del suelo, las emisiones de gases de efecto invernadero, la integridad de los ecosistemas y los impactos sobre la salud humana [57].

Según el informe del 2011 de Tyndall Centre, la probabilidad de que los incidentes que ocasionen contaminación aumentan, al incrementarse la cantidad de pozos y plataformas para el *fracking*, agudizando las problemáticas ambientales [58]. Por tanto, cada uno de los impactos se debe tener en cuenta durante la planificación, implementación, control y monitoreo de la actividad de fracturación [8]. A continuación se mencionan las principales preocupaciones:

### 3.1 Ambiente físico

#### 4.1.1 Recurso hídrico

El impacto generado alrededor del recurso agua es una de las más discutidas, debido al gran volumen utilizado a través del *fracking* y su posterior contaminación [55]. Un pozo promedio utiliza 11 millones de litros de agua, entre la preparación, la extracción y la terminación de los pozos. Para la perforación horizontal y vertical se requieren entre 400,000 y 4,000,000 litros de agua, utilizados para mantener la presión hidrostática de fondo del pozo, para enfriar la cabeza de perforación, y para eliminar los residuos de perforación, mientras que el mayor consumo de agua ocurre al inicio de la producción para formar la mezcla de fluidos. La tabla 2 muestra el volumen de agua utilizado por pozo para las diferentes etapas de fracturación.

Tabla 2. Uso de agua por pozo para perforación y fracturación [9].

Uso de Agua por pozo para perforación y fracturación (en millones de litros)			
Lugar de Gas de Lutita	Perforación: Volumen de agua por pozo	Fracturación: Volumen de agua por pozo	Total: Volumen de agua por pozo
Barnett	1,5	8,7	10,2
Fayetteville	0,2*	11,0	11,2
Haynesville	3,8	10,2	14,0
Marcellus	0,3*	14,2	14,7

\*Perforación con vapor de agua y/o agua con lodos de aceite para terminaciones horizontales de pozos profundos.

En los Estados Unidos, un pozo de *fracking* utilizaría la misma cantidad de agua consumida en un día por 11,000 familias conformadas por 4 personas, y llenaría 6 piscinas olímpicas, los impactos serían de mayor relevancia, si se procediera a realizar el *fracking* en un momento de sequía o de muy bajo caudal. Sin embargo, la contaminación hídrica se debe en mayor medida al mal manejo de los líquidos utilizados en el proceso de presurización y recuperación del gas la cual es un riesgo común en esta práctica [8]. Por tal motivo las razones para tener en cuenta como generadores de contaminación, son las siguientes:

- Derrame de fluidos de fractura concentrados durante la transferencia y operación de mezcla con agua, debido a: fallas en las tuberías / errores humanos.
- Derrame de fluidos de fractura una vez concluida la misma, durante la transferencia para su almacenamiento, debido a: falla en las cañerías / capacidad de almacenamiento insuficiente / errores humanos.
- Pérdida de fluido ya almacenado, debido a: ruptura de los tanques / sobrecarga debido a errores humanos o a una limitada capacidad de almacenamiento / ingreso de agua por tormentas o inundaciones / construcción inapropiada de los recubrimientos.
- Derrame de fluidos que regresan a la superficie durante la transferencia desde su lugar de almacenamiento hasta camiones cisterna para su transporte, debido a: fallas en la cañería / errores humanos [42].
- Fugas y derrames provocado por los defectos de diseño, construcción, operación, cierre de pozos.

- Contaminación de las instalaciones de tratamiento de agua potable por las altas concentraciones de cloruro y bromuro y por elementos radiactivos naturales traídos a la superficie [9].

Una falla catastrófica del encamisado, hasta la pérdida gradual de la integridad del pozo, puede resultar en contaminación al atravesar en su perforación varios acuíferos y capas subterráneas de agua que pueden existir por encima de los reservorios de gas /petróleo no convencional [8]; si la cañería tuviera fallas o si las fracturas se extendieran más allá de la formación objetivo, el mayor riesgo en este sentido es que el fluido inyectado en el pozo y en la roca fracturada, se pueda filtrar ascendentemente desde la fractura hacia las capas de aguas subterráneas, variando sus consecuencias de acuerdo al tipo de contaminante filtrado [42]. También han ocurrido fugas en tinas utilizadas para evaporar el agua residual que sale del pozo, filtrándose progresivamente al subsuelo [54].

En cada proceso de fractura se producen desechos líquidos que van de los 1.300 a los 23.000 m<sup>3</sup>, la cual contiene componentes orgánicos tóxicos, metales pesados y materia natural con residuos radioactivos [42]. Entre 2005 y 2009, las 14 principales industrias de petróleo y gas usaban más de 2.500 productos de fracturación hidráulica discutidos por su contenido de agentes cancerígenos, regulados por la Safe Drinking Water Act por sus riesgos a la salud humana y contaminantes peligrosos del aire regulado por la Clean Air Act [9]. Entre una mezcla pueden figurar 38 tóxicos y ocho cancerígenos representando un total de cuatro toneladas por pozo [42].

Debido a la toxicidad del fluido de fractura que regresa a la superficie, el cual puede llegar a exceder la cantidad utilizada para la fractura hidráulica, permite que haya presencia de metano en el agua, que junto a otros compuestos tóxicos, conforman una mezcla que no es apta para uso ni consumo humano [54] [42]. Un estudio llevado a cabo por la Duke University de Durham, (Carolina del Norte, EEUU) dónde se analizaron la cantidad de metano en una muestra de 68 pozos de agua dulce en los estados de Pensilvania y Nueva York, y si éste era de origen natural o producto de la explotación de gas. Sus conclusiones, publicadas en mayo del 2011, revelaron que el 85% de los pozos analizados contenían metano, y además que el metano hallado era de origen termogénico por tanto provenía de la de la explotación de un reservorio en donde las condiciones de presión y temperatura formaron el gas no convencional, mientras que en los pozos más alejados y con menor concentración, el metano era de origen biogénico (proveniente de actividad bacteriana) [37] [59].

El Tyndall Centre en el 2011 sostuvo en un informe que “las probabilidades de que los fluidos de fractura alcancen alguna fuente subterránea de agua potable se estiman en menos de 1 en 59 millones de pozos, por lo que la fractura hidráulica representa un impacto casi despreciable sobre potenciales acuíferos de agua potable”. No obstante, la investigación comunica que se ha basado en estudios donde estimaban pozos correctamente construidos, haciendo a un lado la alta probabilidad de que muchos de ellos presenten irregularidades o negligencia en su construcción [58].

Por otra parte, muchas industrias consideran los productos químicos como secreto de comercio, amparándose a las leyes de patentes para no divulgar los líquidos utilizados en la extracción, dificultando el estudio de los impactos que estos provocan al ambiente [37]; por esta razón, varias jurisdicciones estatales en EEUU están elaborando normas para obligar a las empresas a revelar los líquidos utilizados en el proceso, incluyendo Wyoming, Pennsylvania, Arkansas, Texas, Colorado, New México, Montana, West Virginia, Idaho y Dakota del Norte [39].

#### 4.1.1.1 Gestión de los efluentes tóxicos (Agua de retorno o FLOWBACK)

Otra dimensión ambiental son los efluentes industriales que el *fracking* genera, debido a que durante el proceso de extracción de hidrocarburos al remover la presión al pozo fracturado, se expulsa agua con una cantidad significativa de metano, cuya cantidad es mucho más de lo que podría disolverse en los fluidos de retorno, reflejando una mezcla de fluidos de fractura de retención y gas metano [37] [60].

A pesar de que en pocas horas la mayor parte es recuperada, puede seguir subiendo líquido por varias horas, semanas o hasta meses después de la fracturación. Su toxicidad se deriva de sus componentes del gas metano y otros compuestos químicos [39] como se muestra en la tabla 3.

Tabla 3. Volumen de emisiones de metano durante el período de flujo-back siguientes fracturación hidráulica, tasas de producción de gas iniciales siguientes terminación del pozo, tiempo de vida de producción de gas de pozos, y metano emitido durante el flujo-back expresan como un porcentaje de la producción en tiempo de vida para cinco pozos no convencionales en los Estados Unidos [61].

	Metano emitido durante el reflujó ( $10^3 m^3$ )	Metano emitido por día durante el reflujó ( $10^3 m^3 día^{-1}$ )	Producción inicial de gas de terminación de pozos ( $10^3 m^3 día^{-1}$ )	Tiempo de vida de la producción del pozo ( $10^6 m^3$ )	Metano emitido durante el reflujó como % de tiempo de vida de producción
Haynesville	6800	680	640	210	3.2
Barnett	370	41	37	35	1.1
Piceance	710	79	57	55	1.3
Uinta	255	51	42	40	0.6
Den Jules	140	12	11		

Un estimado rápido según estadísticas de *fracking* en Argentina, indica que:

- 1 pozo de *fracking* genera unos 11,000,000 de litros de agua contaminada.
- 100 pozos de *fracking* (los que están en operación actualmente en Argentina) producirían 1,100 millones de Litros de agua contaminada.
- 1,000 pozos de *fracking* (los que podrían estar en producción en unos años) producirían 11,000 millones litros de agua contaminada. En otros términos, a 2 litros de agua consumido por habitante por día, con 1,000 pozos de *fracking* en operación, esto equivale a la contaminación de una cantidad de similar de agua a lo que consume toda la población de Argentina en seis meses [39].

Por otro lado, la industria petrolera en Argentina argumenta que:

- Las napas de agua no están en riesgo porque hay entre 2 y 3 km de distancia entre la napa freática y el reservorio no convencional, y porque las fracturas hidráulicas crecen entre solamente 50 y 200 metros desde el pozo principal lo que implica que nunca llegarían a las napas;
- Los líquidos utilizados en el *fracking* no son tan peligrosos y son iguales a los que ya tenemos en nuestros hogares y en otras industrias;
- Las aguas superficiales y domésticas pueden protegerse perfectamente mediante diseños de pozos adecuados;
- La extracción del gas de esquisto es mucho menos nocivo para el clima que la quema de combustible y de carbón;
- Los riesgos ambientales y sociales del *fracking* se pueden “manejar” o evitar;
- Se debe dejar en manos de las autoridades estatales el control de la actividad pues están en condiciones de garantizar la preservación del ambiente y de la salud pública [39].



Sin embargo, actualmente no hay un manejo apropiado para minimizar la contaminación propiciada por el agua que sale del pozo y las alternativas disponibles tales como los pozos de inyección, son muy poco satisfactorias, otra alternativa es llevar el agua residual a plantas de tratamiento de aguas municipales, aunque por lo general estas plantas no cuentan con equipos apropiados para tratar y limpiar este fluido [54].

### 3.1.2 Aire

Las operaciones no convencionales de petróleo y gas liberan diversos contaminantes a la atmósfera, incluyendo la materia particulada, compuestos orgánicos volátiles (COV), como el metano y contaminantes peligrosos del aire (HAPs) como el Radón, siendo probablemente los mismos compuestos liberados en la extracción de petróleo y gas de reservas convencionales [54] [57]. Las composiciones de las emisiones atmosféricas por *fracking* son las siguientes:

- Metano (CH<sub>4</sub>). Es liberado por equipos de procesamiento y dispositivos neumáticos.
- Óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>).
- Compuestos orgánicos volátiles (COV). Sustancias que contienen carbono fácilmente evaporable.
- Benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos (BTEX). Compuestos tóxicos emitidos en bajas cantidades.
- Monóxido de carbono. Se produce durante la combustión de hidrocarburos.
- Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>). Se forma de la quema de combustibles fósiles que contienen azufre.
- Partículas de polvo y suelo resultantes de la construcción, el tráfico dentro y fuera de las carreteras y los escapes de vehículos y motores diésel.
- El sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S). Existe en las formaciones de gas y de aceite.

El metano y el etano están específicamente excluidos de la definición de COV porque reaccionan más lento que los otros compuestos COV además que reaccionan con los óxidos de nitrógeno producidos por equipos diesel utilizados en los procesos, formando ozono troposférico que es el ozono superficial [9] [39].

Por su parte la fractura hidráulica causa inevitablemente fugas de metano, el cual es considerado un gas de efecto invernadero como el dióxido de carbono, pues al generarse las fugas, tiene la capacidad de filtrarse al aire y absorber calor del sol generando el calentamiento de la atmosfera [62]. En un estudio publicado en 2011 por investigadores de la Universidad Cornell, de Estados Unidos, se afirma que la emisión global de gases de efecto invernadero en explotaciones de gas de esquisto es mayor que en yacimientos convencionales incluso del carbón, teniendo en cuenta las emisiones directas e indirectas por filtraciones en las etapas de extracción, venteo, transporte, industrialización, almacenamiento y distribución [61].

Al fracturar hidráulicamente parte del líquido vuelve a la superficie, sin embargo la cantidad de metano es tal que excede la capacidad de este para absorberlo, por lo que entre el 0,6% y el 3,2% del gas total del yacimiento se filtra como metano en las primeros días y semanas, otro 0,33% se estima que es liberado una vez que se extrae la infraestructura usada para romper el esquisto y, de esa forma, permitir el ascenso del gas, en promedio un 1,9% del metano producido es filtrado, muy por arriba del 0,01% del convencional. Al tener en cuenta todas las etapas en el caso de no convencionales la emisión de metano sería entre 3,6% y 7,9%, un 30% mayor que en gas convencional [42] [61].

Un estudio realizado en el año 2009 por el Departamento de Medio Ambiente e Ingeniería Civil de la Universidad Metodista del Sur de EEUU, donde estimaron las emisiones al aire producidas en Barnett Shale a través de todo el proceso de *fracking*, clasificaron las fuentes de emisiones en los siguientes:



### 3.1.2.1 Fuentes primarias

Las fuentes de emisión primaria en el sector del petróleo y el gas incluyen gases de escape del motor del compresor, los respiraderos de tanques de petróleo y condensado, fugitivos en las etapas de producción, perforación de pozos y fracturamiento hidráulico, terminaciones de pozos, y procesamiento del gas natural.

- *Emisiones a través de motores de compresor*

Los compresores utilizados para presurizar el gas natural de los pozos a la presión de las líneas laterales y luego trasladarlo en grandes tuberías hacia las plantas de procesamiento, necesitan energía, la cual es proporcionada por motores que a menudo producen emisiones al aire como consecuencia a la combustión interna del gas natural bruto o trabajado con el que son alimentados. En el estudio realizado por la Comisión de Texas sobre la Calidad Ambiental (TCEQ), se estimaron las emisiones al aire a través de un factor de emisión, siendo ésta una relación entre la cantidad de contaminante emitido a la atmósfera y una unidad de actividad, en este caso los motores. A continuación, en la tabla 4 se reflejan los factores de emisiones al aire por motores:

Tabla 4. Factor de emisión para motores [4].

Tipo de motor	Tamaño del motor (hp)	NO (g/hp-hr)	COV (g/hp-hr)	HAPs (g/hp-hr)	CH <sub>4</sub> (g/hp-hr)	CO <sub>2</sub> (g/hp-hr)	N <sub>2</sub> O (g/hp-hr)
Rich	<50	13.6	0.43	0.088	0.89	424	0.0077
Rich	50 – 500	0.5	0.11	0.022	0.22	424	0.026
Rich	>500	0.5	0.11	0.022	0.22	424	0.026
Lean	<500	0.62	1.6	0.27	4.8	424	0.012
Lean	<500	0.5	1.6	0.27	4.8	424	0.012
Lean	>500	0.7	1.45	0.27	4.8	424	0.012
Lean	>500	0.5	1.45	0.27	4.8	424	0.012

Las emisiones anuales de los motores se estimaron relacionando el contaminante específico de la tabla 4 junto con la siguiente ecuación,

$$ME_{i} = 1.10E-06 * E_{i} * P_{cap} * F_{hl} \quad \text{ecuación (1)}$$

Donde  $ME_{i}$ , es la tasa de emisión de masa del contaminante  $i$  en toneladas por año,  $E_{i}$  es el factor de emisión para contaminante  $i$  en gramos / hp-hr,  $P_{cap}$  es la capacidad del motor en CV(caballo de vapor) y  $F_{hl}$  es un factor para ajustar anual horas de funcionamiento y las condiciones de carga típica.

- *Emisiones a través de respiraderos de los tanques*

El líquido de hidrocarburos que provienen de una unidad separadora donde se procesaron los líquidos traídos a la superficie de los pozos (mezcla de gas natural, otros gases, agua y líquidos de hidrocarburos) es conocido como condensado, estos producen vapores a través de rejillas de ventilación de los tanques de condensado donde se encuentran almacenados.

Estos vapores contienen emisores importantes de COV, metano, y HAPs. Los HAPs identificados en el estudio incluyeron n-hexano, benceno, trimetilpentano, tolueno, etilbenceno y xileno. Los factores de emisión promedio anual mostrado en la tabla 5 se estimaron utilizando tanques a una temperatura de 60 F:

Tabla 5. Factor de emisión anual [4]

	COV (lbs/bbl)	HAPs (lbs/bbl)	CH <sub>4</sub> (lbs/bbl)	CO <sub>2</sub> (lbs/bbl)
<b>Condensado</b>	10	0.20	1.7	0.23
<b>Aceite</b>	1.3	0.013	0.26	0.70

Las emisiones anuales de los tanques de condensados se calcularon usando el contaminante específico de la tabla 5 junto con la ecuación 2,

$$MT,i = E_i * P_c * C / 2000 \quad \text{ecuación (2)}$$

Donde  $MT,i$  es la tasa de emisión de masa del contaminante  $i$  en toneladas por año,  $E_i$  es el factor de emisión para contaminante  $i$  en libras / bbl (barril de petróleo),  $P_c$  es la tasa de producción de condensado, y  $C$  es un factor para la reducción de las emisiones de vapor controlado por algunos tanques.

### 3.1.2.2 Fuentes intermitentes

- *Emisiones fugitivas*

Las emisiones fugitivas son aquellas fugas de hidrocarburos y de gas metano que llegan a la atmósfera, las cuales son producidas en componentes individuales incluyendo bombas, bridas, válvulas neumáticas, manómetros, conectores de tubos, compresores y otras piezas. Estas fugas pueden ser causadas por la corrosión del material del equipo, el desgaste habitual, instalación inadecuada o sobrepresión de los gases o líquidos en la tubería, teniendo en cuenta que tales emisiones pueden variar de un pozo a otro de acuerdo a los componentes, la edad, el estado, el número de bridas, válvulas, y dispositivos neumáticos que como parte de sus operaciones normales, liberan pequeñas cantidades de gas natural a la atmósfera durante todo el proceso del *fracking* [63].

Las emisiones fugitivas de gas natural en los dispositivos para todo el proceso de *fracking* se estimaron en 1,4% de la producción bruta. La tabla 6 presenta los factores de emisión fugitivos de producción:

Tabla 6. Factor de emisión de fugitivos [4].

COV (lbs/MMcf)	HAPs (lbs/MMcf)	CH <sub>4</sub> (lbs/MMcf)	CO <sub>2</sub> (lbs/MMcf)
11	0.26	99	1.9

Las emisiones anuales por fugitivos se calcularon con la ecuación 3 junto con los datos proporcionados en la tabla 6,

$$MF,i = E_i * P_g / 2000 \quad \text{ecuación (3)}$$

Donde  $MF,i$  es la tasa de emisión de masa del contaminante  $i$  en toneladas por año,  $E_i$  es el factor de emisión de contaminante  $i$  en libras / MMpc (millones de pies cúbicos diarios), y  $P_g$  es la tasa de producción de gas natural.

- *Perforación de pozos, fracturación hidráulica y Terminaciones*

Para la perforación de pozos profundos se requieren motores diésel, los cuales generan gases de escape de la combustión de combustible diésel.

Después de formado el pozo y fracturado el esquisto, una mezcla inicial de gas, líquidos de hidrocarburos, agua, arena, u otros materiales vienen a la superficie, de la cual se ventila o se quema el gas natural produciendo metano y emisiones sustanciales de COV a la atmósfera.

- *Procesamiento de Gas Natural*

El gas natural producido a partir de pozos se envía a las plantas de procesamiento donde los hidrocarburos de alto peso molecular, el agua, el nitrógeno y otros compuestos se eliminan en gran medida produciéndose una corriente de salida de gas que se enriquece con metano a altas concentraciones (más de 80%) .

Además en la planta se incluyen unidades de deshidratadores de glicol para recoger cantidades significativas de hidrocarburos, no obstante estas pueden ser emitidas a la atmósfera junto con metano cuando el glicol se regenera con calor. Por tanto, las emisiones por el procesamiento de gas se estimaron en aproximadamente el 9,7% del total de los fugitivos o 0,14% de la producción bruta. La tabla 7 presenta los factores de emisión fugitivos por procesamiento de gas natural:

Tabla 7. Factor de emisión de fugitivos para el procesamiento de gas natural [4]

COV (lbs/MMcf)	HAPs (lbs/MMcf)	CH <sub>4</sub> (lbs/MMcf)	CO <sub>2</sub> (lbs/MMcf)
14	0.3	45	1.0

Las emisiones anuales por fugitivos durante el procesamiento del gas natural, se calcularon con la siguiente ecuación usando el contaminante específico proporcionado en la tabla 7,

$$MP,i = Ei * Pg / 2000 \quad \text{ecuación (4)}$$

Donde  $MP,i$  es la tasa de emisión de masa del contaminante  $i$  en toneladas por año,  $Ei$  es el factor de emisión para contaminante  $i$  en libras / MMcf(millones de pies cúbicos), y  $Pg$  es la tasa de producción de gas natural. La composición del gas natural producido en el Barnett Shale que se procesa se estimó en 65% CH<sub>4</sub>, 1,5% de CO<sub>2</sub>, 20% de COV, y 0,48% HAPs, en una base de masas%.

- *Fugitivos durante el traslado de Gas Natural*

Durante la red de transporte del gas natural en su recolección de los pozos, hasta pasar por las plantas de procesamiento, gasoductos y la entrega a los clientes, se producen múltiples fugas de metano y de los hidrocarburos a la atmósfera debido a agujeros microscópicos, corrosión, soldaduras, a la gran cantidad de dispositivos neumáticos y otras conexiones.

Los Fugitivos de transmisión de gas natural, se estimaron en aproximadamente 35% del total de emisiones fugitivas o 0,49% de la producción bruta. La tabla 8 los factores de transmisión de un área extensa se calcularon con un gas de composición de 76% de CH<sub>4</sub>, el 5,1% de COV, 1,4% de CO<sub>2</sub>, y 0,12% HAPs, en % en masa.

Tabla 8. Factor de emisión de fugitivos a través del traslado de gas natural [4].

COV (lbs/MMcf)	HAPs (lbs/MMcf)	CH <sub>4</sub> (lbs/MMcf)	CO <sub>2</sub> (lbs/MMcf)
12	0.28	175	3.3

Emisiones fugitivas anuales de transmisión, se calcularon con la siguiente ecuación usando el contaminante específico proporcionado en la tabla 8,

$$Mtr,i = Ei * Pg / 2000 \quad \text{ecuación (5)}$$

Donde  $Mtr,i$  es la tasa de emisión de masa del contaminante  $i$  en toneladas por año,  $Ei$  fue el factor de emisión para contaminante  $i$  en libras / MMpc, y  $Pg$  fue la tasa de producción de gas natural [4].

Las cantidades de emisiones fugitivas de metano producidas durante el desarrollo de gas natural de los pozos de esquisto comparado con la producida convencionalmente, se refleja en la tabla 9:

Tabla 9. Emisiones fugitivas de metano asociadas con el desarrollo del gas natural de los pozos convencionales y a partir de formaciones de esquisto (expresados como el porcentaje de metano producido durante el ciclo de vida de un pozo) [61].

Emisiones fugitivas de metano asociadas con el desarrollo de gas natural de los pozos convencionales y de las formaciones de esquisto (expresado como el porcentaje de metano producido bajo el ciclo de vida de un pozo)		
	Gas Convencional %	Gas de esquisto %
Emisiones durante la terminación del pozo	0.01	1.9
Rutina de ventilación y equipos de fugas en el sitio del pozo	0.3 – 1.9	0.3 – 1.9
Emisiones durante la descarga del líquido	0 – 0.26	0 – 0.26
Emisiones durante el procesamiento del gas	0 – 1.9	0 – 1.9
Emisiones durante el transporte, almacenamiento y distribución	1.4 – 3.6	1.4 – 3.6
Emisiones totales	1.7 – 6.0	3.6 – 7.9

Las emisiones de benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos debido a que el gas natural no posee cantidades significativas de estos compuestos [63]. En igual medida, el uso de aditivos antibacterianos en el fluido inyectado puede contribuir a la contaminación, debido puede propiciar bacterias reductoras de sulfato si no se trata adecuadamente, las cuales producen sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) [9]. Este es nocivo para la salud, bastan 20-50 partes por millón (ppm) en el aire para causar la sofocación y 100 ppm se puede producir la muerte a los obreros [64].

Los anteriores resultados indican los motores de los compresores son fuentes cantidades significativas de precursores de ozono y material particulado (NO y COV). A pesar de ello, es poco probable realizar reducciones en las emisiones de estos equipos debido al aumento de la producción de gas natural a través de *fracking*. Por su parte, la contribución del metano a gases de efecto invernadero fue menor para los tubos de escape de los motores que para las otras fuentes, mientras que las dióxido de carbono contribuyen con lo la mayor parte de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Los tanques de condensado y aceite pueden ser emisores importantes de COV, metano, y HAPs; sus emisiones son casi en su totalidad de metano con una pequeña contribución de CO.

Las emisiones de motores de perforación de pozos, motores de bombas de fracturación hidráulica, y terminaciones de pozos son fuentes de grandes cantidades de gases de efecto invernadero, precursores de ozono y partículas finas, principalmente durante la ventilación de metano. Por su parte, las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los fugitivos de transmisión, son más grandes que en cualquier otra categoría de fuente, excepto los tubos de escape del motor del compresor.

## 4.1.2 Suelo

### 3.1.2.1 Movimientos sísmicos

La técnica de la fractura hidráulica puede causar movimientos en las placas tectónicas, de forma que se presenten sismos de diversas magnitudes debido a la inyección presurizada de la mezcla de *fracking* y a la fragilidad de la pizarra, ya que al momento de la ruptura y la liberación de los hidrocarburos, se provocan movimientos involuntarios en las demás placas [39]. Los movimientos del macizo rocoso producidos principalmente por la inyección de aguas residuales en el subsuelo provocan terremotos, a lo que se conoce como sismicidad inducida [65] [66]

Los eventos sísmicos son inducidos por la inyección de fluidos en el subsuelo, para los cuales se conocen tres etapas del ciclo de vida del petróleo y gas no convencional, UOG por sus siglas en inglés (Unconventional Oil and Gas), como causantes de estos sismos, las cuales son: La evacuación de aguas residuales UOG producido y el flujo de retorno a través de pozos de inyección profundas, la extracción de petróleo y gas a largo plazo, y la fase de fracturación hidráulica; presentando mayor eventualidad los sismos de magnitud pequeña (microsísmicos) producidos por las operaciones de fracturamiento hidráulico [57]. Los sismos de baja magnitud podrían ocurrir debido a la presencia de fallos y la posibilidad de reactivación de dichos errores, Rutqvist y sus colaboradores llevaron a cabo simulaciones numéricas para evaluar el potencial de reactivación de falla inducida por la inyección y la actividad sísmica asociada con la fracturación hidráulica, la simulación mostró que la magnitud de los eventos micro-sísmicos es mayor cuando se presentan los fallos inducidos por inyección en relación a la fracturación hidráulica [32].

De acuerdo con la sismicidad asociada a fracturación hidráulica, existen dos tipos de eventos, el primero es el evento microsísmico (habituales y debidos a la propagación de las fracturas) y el segundo los eventos sísmicos mayores (poco frecuentes, pero que pueden ser inducidos en presencia de fallas que acumulan tensiones), para los sísmicos mayores, se puede inducir un sismo aumentando la presión al inyectar el fluido y reduciendo la resistencia a una falla cerca de la rotura [52].

La Sociedad Sismológica de América, realizó un estudio sobre los minisismos que se produjeron en Carthage, al este de Texas a cinco perforaciones de fractura y perforación para extracción hidrocarburos no convencionales, obteniendo como resultado daños en dos perforaciones adyacentes entre la arena y las capas más próximas a la superficie del Valle Alto de Algodón [39] [52].

Estados de EE UU como Alabama, Arkansas, California, Colorado, Illinois, Luisiana, Misisipi, Nebraska, Nevada, Nuevo México, Ohio, Oklahoma y Texas han experimentado terremotos en décadas recientes asociados con actividades de *fracking*, y en otros lugares del mundo como: Australia, Canadá, China, Dinamarca, El Salvador, Alemania, Islandia, Italia, Japón, Kuwait, Países Bajos, Noruega, Omán, Rusia, Suecia, Suiza, Turkmenistán, Reino Unido y Uzbekistán [65]; por ejemplo en 2011, en Oklahoma se documentaron sismos de hasta 5,7 de magnitud, con una distancia en radio de 4km en torno al pozo, considerado el más afectado de acuerdo con la agencia EFE, con magnitudes superiores a 3 en la escala Richter, seguido de Texas, Kansas, Colorado, Nuevo México y Ohio [65] [67].

El Servicio Geológico Británico realizó un investigación, basado en los hechos de 2011, en Blackpool al noroeste de Inglaterra, donde se Los dos sismos de magnitudes 2.3 ML y 1.5 ML (Magnitud Local) detectados el 1 de abril y 27 de mayo en la cuenca de Bowland tras las operaciones de fracturación hidráulica llevadas a cabo por Cuadrilla Resources en el pozo Preese Hall [52], produjeron dos pequeños terremotos que asustaron a la población de la ciudad y la empresa, Cuadrilla Resources encargada de los trabajos, tuvo

que parar la explotación, saliendo en octubre los resultados en donde se admite que el epicentro de ambos terremotos se encuentra en las cercanías del lugar de perforación de la empresa [39].

#### 3.1.2.1.1 Factores que afectan la sismicidad inducida por fracturación hidráulica:

- Propiedades de la roca que contiene el gas: de acuerdo con las diferentes características de cada roca se conoce la cantidad de energía necesaria para el rompimiento y por ende la magnitud de la sismicidad inducida por fracturación hidráulica, por tal motivo, rocas con alta resistencia permite una mayor acumulación de energía para su rotura, generando eventos sísmicos de mayor magnitud.
- Propiedades de la falla: la magnitud de la sismicidad inducida está dada por la superficie de la falla y la cantidad de esfuerzo acumulado en tal falla, pues a mayor superficie y tensión acumulada, mayor será la sismicidad inducida; se entiende por falla aquella que ha registrado movimientos por deformaciones en la superficie del terreno o por movimientos recurrentes [52] [68].
- Condicionantes de presión: La magnitud de la sismicidad inducida por fracturación hidráulica también depende de los cambios de presión presentes en los materiales en el entorno del pozo; los cambios de presiones de la fracturación hidráulica se da mediante la presurización, la cual tiene lugar en volumen específico de la roca en cualquier dirección con tiempo limitado, usualmente unas pocas horas, disipada en el entorno y limitando el aumento de presión a medida que se creen más fracturas [68].
- Presión en el pozo: determina la sismicidad inducida a: a mayor volumen de fluido inyectado se obtienen mayores presiones, a mayor volumen de fluido de retorno se obtienen menores presiones, la rapidez en las inyecciones generan mayores presiones, una mayor rapidez en los flujos de retorno genera reducción en la presión; Por tal motivo es de vital importancia mantener un control en la presión a la que se halla el pozo como medida de mitigación de la sismicidad, evitando el riesgo de presentarse eventos sísmicos [68].

#### 3.1.2.2 Materiales radiactivos presentes

Algunas formaciones geológicas contienen naturalmente bajos niveles de material radiactivo acumulados. Estos emiten bajos niveles de radiación, a la que todo el mundo está expuesto sobre una base diaria, representando alrededor del 50% de la exposición total de los estadounidenses. Para el caso del petróleo y el gas natural producido por *fracking*, la radioactividad se refleja con pequeñas cantidades dentro de la roca de Uranio, Torio, Radón 222, Radio 226 y Radio 228 [39], los cuales pueden ser transportados a la superficie por los elementos de perforación y/o por el agua, representando un riesgo considerable para quienes están en contacto permanente con ellos por ejemplo, para operarios que están en contacto diario con el equipamiento de trabajo afectado. No existen datos sobre niveles significativos de radioactividad de las rocas utilizadas en el *fracking*, sin embargo debe ser monitoreado para asegurar que su concentración no los niveles tolerables [69].

Así mismo, el gas natural contiene mercurio en estado gaseoso, lo cual depende de la roca madre del gas natural, como por ejemplo los suelos rojo pérmicos en Peckensen, Alemania, contienen un mayor volumen de mercurio, que debe ser tratado durante la producción [39].

#### 4.2 Aspecto Biológico

La vegetación se ve afectada por el ozono troposférico producido por el proceso de fracturación hidráulica, el cual tiene el potencial de dañar un número de especies de plantas, incluyendo coníferas, álamos, forraje,

y alfalfa. El Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y la Organización Mundial de Meteorología informaron que el ozono troposférico causa alteraciones en los patrones de lluvias, además de ser el causante de 52 millones de toneladas de cultivos perdidos por año [39].

#### 4.3 Aspecto Social

La construcción de estructuras para el *fracking*, es una operación que requiere de gran espacio para rutas de acceso, tanques de contención, equipo para la perforación, camiones de transporte etc., razón por la cual son necesarias alrededor de 1.5 hectáreas a 2 hectáreas, contando con una distribución adecuada en los pozos, con una distancia entre ellos de 1.25-3/km<sup>2</sup>. Una construcción en Reino Unido para la producción de gas natural en un periodo de 20 años, requiere de 430 a 500 pozos anuales con un área de 140 a 400 km<sup>2</sup> [48] [70]; en Gran Bretaña, para producir en ese mismo periodo el equivalente al 10% del consumo anual de gas, se requiere entre 430 y 500 plataformas de 6 pozos, lo que significaría abrir entre 126 y 150 pozos por año [37]. En Estados Unidos la instalación de un campo de pozos multietapas se ocupan entre 16 y 20 hectáreas durante la perforación y la fractura; durante la extracción, se utilizan entre 4 y 12 hectáreas; tales ocupaciones de espacio, genera inconvenientes desde el lugar en que situar los yacimientos, hasta los cambios a ejecutar para mantener una distancia pronunciada entre la estructura y las zonas pobladas [48]. Además, cada pozo requiere casi 4 mil viajes de gran tonelaje en su vida útil ocasionando un tráfico pesado en las carreteras afectando a comunidades rurales. Ranchos y viviendas que normalmente estaban tranquilas alejadas del tráfico, ahora estarían rodeadas de pozos.

El hecho de que los químicos y compuestos químicos utilizados en el líquido de la fracturación hidráulica se encuentren presentes en la sociedad, en industrias, y en hogares cotidianamente, no quiere decir que el consumo de estos y/o la exposición a los mismos no sea nociva, incluso causan daños perjudiciales para la salud humana y hasta pueden causar la muerte [39], siendo aproximadamente 600 sustancias químicas, identificadas mediante el número CAS (Chemical Abstracts Service), de las cuales, 286 (44%) no están catalogadas y se desconocen sus efectos sobre la salud y el ambiente, y de las 362 restantes el 55% tiene efectos sobre el cerebro y el sistema nervioso, el 78% tiene efectos sobre el sistema respiratorio, la piel y los ojos, el hígado o el sistema gastrointestinal, y el 47% afecta al sistema endocrino, con graves efectos para la reproducción y el desarrollo [71].

Si se analizan las vías de exposición, el 58% de los compuestos químicos son solubles en agua y el 36% son volátiles, es decir, pueden ser transportados por el viento [37] [48]. A continuación se muestra la tabla 10 con algunos componentes dañinos que se encuentran en el fluido de *fracking* y sus efectos potenciales sobre la salud.

Tabla 10. Componentes dañinos que se encuentran en el fluido de *fracking* y sus efectos potenciales en la salud [39].

Componente	Efectos potenciales en la salud
Sílice Cristalino*	Silicosis y cáncer.
Metanol*	Irritación de los ojos/daños, dolor de cabeza, fatiga, muerte.
Isopropanol*	Irritación ocular, irritación respiratoria, vómitos.
Destilado liviano hidrotratado*	Irritación de la piel, irritación de los ojos, dolor de cabeza, mareos, daño hepático, daño renal, daño arterial.
2-Butoxietanol*	Irritación de la piel, irritación de la nariz, dolor de cabeza, náuseas, vómitos, mareos.
Etilenglicol*	Estupor, coma, insuficiencia renal grave.
Diésel*	Enrojecimiento, picazón, ardor severo, daño en la piel, cáncer de piel.
Hidróxido de Sodio (Lejía)	Daño pulmonar, ardor ocular, ardor en la piel, quemaduras en las membranas mucosas, muerte.
Naftaleno*	Irritación en las vías respiratorias, náuseas, vómitos, dolor abdominal, fiebre, cáncer, muerte.
Formaldehido	Daño pulmonar, problemas reproductivos en las mujeres, Cáncer, muerte.
Ácido Sulfúrico	Corrosivo para todos los tejidos corporales, daño pulmonar, pérdida de visión, cáncer, muerte.
Benceno	Mareos, debilidad, dolor de cabeza, dificultad para respirar, constricción del pecho, náuseas, vómitos, insuficiencia de la médula ósea, leucemia, cáncer.
Plomo	Daños del sistema nervioso, trastornos cerebrales, trastorno de la sangre, cáncer.
Ácido Bórico	Daño renal, insuficiencia renal
Combustible #2	Mareos, somnolencia, irritación ocular, irritación de la piel, cáncer de piel.
Kerosen	Irritación ocular, irritación de la nariz, somnolencia, convulsiones, coma, muerte.
Ácido Fluorhídrico	El endurecimiento en los huesos, quemaduras, corrosión de los tejidos del cuerpo, irritación, muerte.
Ácido Clorhídrico	Corrosivo para los tejidos, irritación de los ojos, problemas respiratorios, muerte.
Ácido Fórmico	Quemaduras en la piel, quemaduras oculares, irritación de los pulmones y dolor, náuseas, vómitos.
*Componentes comúnmente encontrados	

Al tener una plataforma de explotación de gas esquisto cerca de los hogares, con el paso del tiempo se van notando las repercusiones en aquellas personas que están viendo su salud afectada, como es el caso de una familia de Texas, EEUU, quienes después de empeorar su estado de salud, decidieron en 2011 denunciar a la compañía que explotaba un yacimiento de gas esquisto cercano a su hogar, y finalmente, en abril de 2014, un tribunal condenó a dicha compañía a indemnizar con 2,9 millones de dólares a la familia porque consideraba que sus dolencias estaban relacionadas con las operaciones de *fracking* [29].

Las comunidades próximas a donde se practica el *fracking* son las que se ven afectadas por la adquisición de enfermedades que van ligadas al sistema nervioso y los pulmones, manifestadas principalmente en los bebés y los niños debido a su vulnerabilidad ante los contaminantes [54]. Uno de los mayores incidentes en este tipo de daños a la salud de las personas, es la inhalación del ozono troposférico, el cual puede quemar el tejido alveolar del pulmón, causando el envejecimiento prematuro y la exposición crónica, que a menudo conduce a la aparición del asma y la enfermedad pulmonar obstructiva crónica; otra forma de su contaminación es cuando se mezcla con partículas en el aire, creando una neblina perjudicial para la salud humana [39] [58] [72].



La fracturación hidráulica es una actividad que genera un impacto acústico, la operación con mayor incidencia en este aspecto es la perforación de pozos, pues requiere de 24 horas al día. En un estudio de Composite Energy, de Reino Unido, un operador de esta compañía estima que es necesario 60 días de perforación durante 24 horas en cada pozo, necesitando para un campo completo entre 8 y 12 meses de perforación día y noche. [48].

## 5. Panorama latinoamericano

La “revolución energética” de los no convencionales iniciada en Estados Unidos, ha influenciado al resto del mundo a partir de la Iniciativa Global de Gas de Esquisto [42]. Latinoamérica no fue la excepción, al ser una región rica en recursos energéticos concentrándose en los países de Argentina, Brasil, México, Venezuela, Ecuador, Chile y Colombia.

La Iniciativa Global de Gas de Esquisto en la que participan Argentina, Chile, Colombia, Perú y Uruguay, se fortaleció con el programa Alianza de Energía y Clima de las Américas dirigido por el Departamento de Estado norteamericano, y cooperado por la Organización de Estados Americanos, el Banco Interamericano de Desarrollo, la Organización Latinoamericana de Energía, el Banco Mundial, entre otros [41][42].

Argentina se convirtió en la tercera reserva mundial de gas de esquisto detrás de EE.UU. y China, en el 2010 Repsol-YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales) realizaron descubrimientos de reservas extendiéndose por buena parte de la geografía de Neuquén en Argentina [42]. Venezuela Según la Agencia Internacional de Energía, es el séptimo país con las mayores reservas de hidrocarburos No convencionales después de Rusia localizadas en el oeste del estado Zulia, liderando la lista Estados Unidos, China, Argentina, India y Libia [39]. En Argentina se encuentran numerosos pozos, unos en la etapa de exploración y otros son pozos en extracción. Estos lugares están expuestos en la tabla 11:

Tabla 11. Localización de pozos en Argentina [39].

Lugar	Tipo de No Convencional
<b>En Vaca Muerta</b>	
Vaca Muerta	Shale Gas y Shale Oil
Lajas	Tight Gas
Mulichinco	Tight Oil y Tight Gas
D-129	Shale Oil y Tight Oil
<b>En la Cuenca Neuquina</b>	
Los Molles	Shale Gas y Tigt Gas
Agrio	Shale Oil
<b>En el NOA</b>	
Yacoraite	Shale Oil, Tight Oil y Tigt Gas
Los Monos	Shale Gas
<b>En el Golfo de San Jorge</b>	
G. de SJ	Shale Oil y Shale Gas
<b>En el Paranaense</b>	
Chaco-Paranaense	Shale Oil
<b>En la Región Cuyana</b>	
Cacheuta	Shale Oil
Potrerrillos	Tight Oil
<b>En Cuenca Austral</b>	No aclara tipo

A partir de la información suministrada a través de Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicio de Argentina se observa que la empresa YPF S.A. posee la mayor cantidad de pozos con 32,213 pozos en funcionamiento para mayo de 2015, en su mayoría ubicadas en la región de Neuquén, el de mayor depósito de esquisto de la Argentina ubicada en la reserva de Vaca Muerta [73].

De acuerdo con el Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicio de Argentina, la extracción de petróleo para el periodo de marzo de 2013 a marzo de 2014, se tuvo una producción anual de 16 millones 500 mil de m<sup>3</sup> aproximadamente en el golfo San Jorge, mientras que la cuenca Neuquina contó con una producción anual de 13 millones 600 mil de m<sup>3</sup>; las menores producciones se realizaron en las cuencas Austral, Cuyana, Bolsones, General Levalle, entre otras. [74]

Por su parte, para la producción de gas en el periodo de marzo 2013 a marzo 2014, se tiene que la cuenca neuquina produce 24 millones por 1000m<sup>3</sup> de volumen, a esta le sigue en producción la cuenca austral con aproximadamente 11 millones 700 mil por 1000 m<sup>3</sup> anuales, en tercer lugar se sitúa el golfo San Jorge con 6 millones por 1000 m<sup>3</sup> de volumen, las menores producciones se realizaron en las cuencas Bolsones, General Levalle, Noreste, entre otras. [74]. Si bien, los anteriores datos representan el gas y petróleo *convencionales*, podemos suponer que la explotación de los *no convencionales* podría seguir esta tendencia y repartición porcentual [39].

En México hay al menos 924 pozos de *fracking* repartidos en los estados de Coahuila (47 pozos), Nuevo León (182), Puebla (233), Tabasco (13), Tamaulipas (100) y Veracruz (349), y para sus operación, Pemex contrató a Halliburton, Calfrac, Schlumberger, y Baker Hughes [75]. Respecto a Bolivia, según el Colegio de Ingenieros Petroleros de Santa Cruz, no existe una prioridad por el momento en Bolivia para la producción de gas no convencional mediante *fracking*. Sin embargo, en el 2013 la YPF Argentina firmó un convenio con su par de Bolivia enfocado en el desarrollo de exploración y estudios sobre gas no convencional (shale) en territorio boliviano [76].

Por su parte Colombia, en el 2013, el gobierno nacional aprobó la implementación del *fracking* con el fin de aumentar las reservas de gas natural, además de establecer un marco regulatorio para aplicar esta técnica [77]. En este momento, solo Ecopetrol, Parex y Shell tienen autorizados todos los requerimientos técnicos y ambientales para la extracción de crudos no convencionales por la tecnología de inyección hidráulica horizontal. Sin embargo, debido a los altos costos que implica su ejecución, la única empresa en el país dispuesta y preparada es Ecopetrol [41] [78]. Según Juan Carlos Echeverry, presidente de Ecopetrol esta técnica se encuentra a nivel exploratorio, pero que hasta el año 2020 no usarán la tecnología de *fracking* para la extracción de petróleo [79] [80].

La Agencia Nacional del Petróleo (ANP) de Brasil estableció el reglamento para la extracción de gas no convencional en el país mediante la técnica de la fractura hidráulica, la cual exige que la extracción del gas no cause perjuicios al medio ambiente o a la salud humana, además de prohibir el *fracking* a menos de 200 metros de pozos de agua utilizados para el abastecimiento doméstico, público o industrial [81]. Este país, posee reservas de gas de esquisto de la décima del mundo más grande, de 6.9 billones de metros cúbicos, y 1.460.000.000.0000 metros cúbicos de reservas de petróleo de esquisto [82]

En Chile, para el 2013 la empresa estatal ENAP (Empresa Nacional del Petróleo) perforó un pozo de *fracking* en la Isla de Tierra del Fuego y produjo gas natural. Se tienen previstas nuevas perforaciones en los próximos años [83].

## 6. Conclusión

En el presente artículo se realizó una revisión bibliográfica de los últimos cinco años sobre el *fracking* o fracturación hidráulica y su impacto ambiental, comenzando en saber porque se recurre a la técnica del *fracking*, como se lleva a cabo, la normativa por la cual está regida y los daños ocasionados al momento de implementar esta técnica de explotación, la posición de autores respecto al tema nos ayudaron a reconocer los motivos y las bases en que varios países se apoyan para la aceptación de esta técnica y como otros países se niegan a la implementación de ella, además se mostraron los diferentes factores que intervienen en el impacto ambiental ocasionado por *fracking*. A sí mismo un panorama latinoamericano de la implementación de esta técnica.

*fracking*, no es más que una técnica de extracción, dada por medio de fracturación en la roca para así liberar el gas natural y petróleo no convencionales, originados en roca que presenta poca permeabilidad y una baja conexión entre sus poros; se basa en una combinación de perforación vertical y perforación horizontal, empleando fluidos químicos conocidos como fluidos de fracturación, para aumentar la presión y fracturar la roca, empleando arena de alta permeabilidad para mantener abierta dicha fractura, haciendo uso de explosivos para crear pequeñas grietas dentro de la roca y extenderlas en diferentes direcciones.

La implementación de la fracturación hidráulica le ha permitido a muchos países un mejor desarrollo y progreso energético, como es el caso de EEUU, que gracias a su situación en cuanto a reservas y medios óptimos para recurrir esta técnica, tiene como único fin proyectarse como exportador de hidrocarburos (petróleo y gas natural) y dejar de depender energéticamente de otros países principalmente de Arabia Saudita; todo el proceso de la fracturación hidráulica está basado por la normatividad que rige a cada país en que se ejecute, variando así en territorios de acuerdo a las condiciones y el tipo de población a su alrededor; estas normas se han ido modificando en base a estudios y resultados obtenidos a lo largo de la discusión de la técnica, el control de la actividad está en manos de las autoridades estatales, pues están en condiciones de garantizar la preservación del ambiente y de la salud pública.

Los diferentes estudios sobre los riesgos e impactos ambientales asociado a esta extracción, arrojan el resultado como las emisiones del metano, generado y liberado en el proceso de *fracking*, repercuten en la calidad y disponibilidad del agua, calidad del aire, calidad del suelo y las emisiones de gases de efecto invernadero, la incidencia de estos impactos permite reconocer la importancia sobre el bienestar humano, principalmente en las acciones que pueden afectar su salud, su relación con los demás y con el entorno que lo rodea. Con la técnica de *fracking* se contribuye a la afectación de las condiciones de habitabilidad y los espacios en los que las personas se desenvuelven en su vida cotidiana, pues las estructuras para el proceso implican la accesibilidad a grandes espacios, modificando así los diferentes territorios.

Por medio de las opiniones y perspectivas de cada autor en las diferentes literaturas consultadas se evidencia el debate de la implementación de *fracking*, un claro ejemplo se ve en relación al impacto generado en unos de los recursos de mayor importancia en la vida humana, como lo es el agua, que en la gran mayoría de estudios arroja resultados no aptos para el ambiente y por ende para la salud humana, pues han encontrado presencia de metano en ella, junto a otros compuestos tóxicos, que la vuelven no apta para consumo humano, sumado a las cantidades significativas de este recurso que debe ser empleado para la ejecución adecuada del proceso, mientras que en otras referencias se evidencia las razones por la cual el recurso hídrico no se muestra afectado, debido a que las aguas pueden protegerse mediante diseños de pozos adecuados.

El panorama Latinoamericano muestra a Argentina, México y Brasil entre los diez países con más recursos de gas no convencional, estando Argentina a la cabecera con alrededor de 6.500 pozos para *fracking* y con

una de las más grandes formaciones del mundo, de unos 30.000 kilómetros cuadrados; en cuanto a Colombia respecta, se mantiene la incertidumbre entre el avance de esta explotación y la defensa de las comunidades locales para no ser perjudicadas.

Al finalizar con el presente artículo y con la revisión de las diferentes posiciones respecto a la implementación de la técnica del *fracking*, se logra ver la importancia del factor económico en todos los aspectos de la vida humana y lo que contribuya a generar ingresos, porque aunque en este documento no se hace énfasis en la parte económica, se sobre entiende que es un factor de vital importancia y presente en todos los proyectos ejecutables, principalmente en los que interviene el gobierno; como conclusión final, el *fracking* y su impacto ambiental está relacionado en primera instancia con la vida humana y sus principales consecuencias repercuten en el hombre, pues es una alternativa ligada a el desarrollo energético y económico que pone en riesgo los recursos de agua, aire, suelo.

## Referencias

- [1] C. Rivard, D. Lavoie, R. Lefebvre, S. Séjourné, C. Lamontagne y M. Duchesne, «An overview of Canadian shale gas production and,» *International Journal of Coal Geology*, vol. 126, p. 64–76, 2014.
- [2] Pontificia Universidad Católica de Chile, «Pontificia Universidad Católica de Chile,» Mayo 2011. [En línea]. Available: [http://web.ing.puc.cl/power/alumno11/shale/La%20Revolucion%20del%20Shale%20Gas.htm#\\_Toc294276978](http://web.ing.puc.cl/power/alumno11/shale/La%20Revolucion%20del%20Shale%20Gas.htm#_Toc294276978). [Último acceso: 30 Mayo 2015].
- [3] INNERGY TRANSPORTE S.A., «INNERGY Soluciones Energeticas,» Empresa Productora de Gas Natural, [En línea]. Available: <http://www.innergy.cl/usos.htm>. [Último acceso: 23 Mayo 2015].
- [4] R. Alvares, «Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements,» Department of Environmental and Civil Engineering Southern Methodist University, 2009.
- [5] I. De Melo-Martín, J. Hays y M. Finkel, «The role of ethics in shale gas policies,» *Science of the Total Environment*, vol. 470–471, p. 1114–1119, 2014.
- [6] J. Koplos, M. Tuccillo y B. Ranalli, «Hydraulic fracturing overview: How, where, and its role in oil and gas,» *American Water Works Association*, vol. 106, pp. 38-46, 2014.
- [7] R. Jaspal, B. Nerlih y S. Leman´czyk, «Fracking in the Polish press: Geopolitics and national identity,» *Energy Policy*, vol. 74, pp. 254-266, 2104.
- [8] Fracking Argentina, «La Evolución de la Fracturación Hidráulica en el País y el Mundo,» [En línea]. Available: [http://fracking.cedha.net/?page\\_id=7913](http://fracking.cedha.net/?page_id=7913). [Último acceso: 25 Abril 2015].

- [9] Naciones Unidas, «Desarrollo del gas de lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: reflexiones para centroamérica,» Naciones Unidas, México D.F., 2013.
- [10] S. Yu, «Evaluation of socioeconomic impacts on and risks for shale,» *Energy Strategy Reviews*, vol. 6 , pp. 30-38, 2015.
- [11] Pacific Institute, Hydraulic Fracturing and Water Resources, N. Ross y P. Luu, Edits., Oakland, California, 2012.
- [12] EIA, Natural Gas Gross Withdrawals and Production, EIA, 2013.
- [13] H. JD, «Energy: a reality check on the shale revolution.,» *Nature*, vol. 494, p. 307–308, 2013.
- [14] R. F. Aguilera, R. D. Ripple y R. Aguilera, «Link between endowments, economics and environment in conventional,» *Fuel*, vol. 126 , p. 224–238, 2014.
- [15] H. Rogers, « Shale gas—the unfolding story.,» *Oxford Review of Economic Polic*, vol. 27, p. 117 –143., 2011.
- [16] J. Broderic y K. Anderson, «Has US Shale Gas Reduced CO2 Emissions?,» 2012.
- [17] F. Asche, A. Oglend y P. Osmundsen, «Gas versus oil prices the impact of shale gas,» *Energy Policy*, vol. 47, pp. 117-124, 2012.
- [18] World Energy Outlook, «Perspectivas de la evolución mundial hasta 2030, en los ámbitos de la energía, la tecnología y la política climática».
- [19] Unidad Editorial, «Expansión.com,» 11 Junio 2013. [En línea]. Available: <http://www.expansion.com/contacto/index.html>. [Último acceso: 28 Mayo 2015].
- [20] N. Cingotti, P. Eberhardt, T. Feodoroff y A. Simon, «Fracking: un pozo sin fondo,» Francia, 2014.
- [21] L. Hickman, «James Lovelock on shale gas and the problem with 'greens',» junio 2012. [En línea]. Available: <http://www.theguardian.com/environment/blog/2012/jun/15/james-lovelock-fracking-greens-climate>.
- [22] Últimas Noticias, «El Mundo, economía y negocios,» [En línea]. Available: <http://www.elmundo.com.ve/noticias/petroleo/energias/gas-natural-de-lutitas-desplazara-al-carbon-en-los.aspx#ixzz3algFUmhE>. [Último acceso: 24 Marzo 2015].
- [23] Fondos de Defensa Ambiental, «EDF; Enviromental Defense Fund,» 10 Septiembre 2012. [En línea]. Available: [http://blogs.edf.org/energyexchange/2012/09/10/why-edf-is-working-on-natural-gas/?\\_ga=1.121681673.361638494.1432744252](http://blogs.edf.org/energyexchange/2012/09/10/why-edf-is-working-on-natural-gas/?_ga=1.121681673.361638494.1432744252). [Último acceso: 26 Mayo 2015].
- [24] R. S. & E. Harrabin, Mayo 2012. [En línea]. Available: <http://www.bbc.com/news/science-environment-18236535>.

- [25] P. D. PIEB, Noviembre 2013. [En línea]. Available: [http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:kpeq9HeMhyEJ:www.pieb.com.bo/sipieb\\_nota.php%3Fidn%3D8523+&cd=7&hl=es&ct=clnk&gl=co](http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:kpeq9HeMhyEJ:www.pieb.com.bo/sipieb_nota.php%3Fidn%3D8523+&cd=7&hl=es&ct=clnk&gl=co).
- [26] A. REBOSSIO, «Periodico El Pais,» Octubre 2014. [En línea]. Available: [http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:m-EumONNMC4J:elpais.com/elpais/2014/09/25/planeta\\_futuro/1411651941\\_230800.html+&cd=2&hl=es&ct=clnk&gl=co](http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:m-EumONNMC4J:elpais.com/elpais/2014/09/25/planeta_futuro/1411651941_230800.html+&cd=2&hl=es&ct=clnk&gl=co).
- [27] D. R. López, «Centro Virtual de la Formacion del Agua,» Agosto 2014. [En línea]. Available: <http://www.agua.org.mx/index.php/el-agua/aguay/energia/3216-fracking/31963-ante-la-duda-el-fracking>.
- [28] A. U. y. F. Marcellesi, «Fracking: una fractura que pasará factura,» *Ecología Política*, p. 43, 2012.
- [29] J. L. G. Pimentel, «El Fracking: ¿Energía o Salud?,» *MOLEQLA*, nº 15.
- [30] O. Delgado López, O. López Corzo , R. Tenreyro Pérez y J. G. López Rivera, «GAS NO CONVENCIONAL, ESTADO Y PERSPECTIVAS PARA SU EXPLORACIÓN EN CUBA,» *Cubana de Ingeniería*, pp. 29-30, 2012.
- [31] A. A. Suárez y M. Mingo González, «La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas),» *Cuadernos de Energía 28*, pp. 5-17, 2010.
- [32] M. Melikoglu, «Shale Gas: Analysis of its role in the global energy market,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 460-468, 2014.
- [33] W. T. Stringfellow, J. K. Domen, M. K. Camrillo, W. L. Sandelin y S. Borglin, «Physical, chemical, and biological characteristics of compounds used in hydraulic fracturing,» *Journals of Hazardous Materials*, vol. 275, pp. 37-54, 2014.
- [34] Q. Dai y C. M. Lastoskie, «Life Cycle Assessment of Natural Gas-Powered Personal Mobility Options,» *energy fuels*, pp. 5988-5997, 2014.
- [35] H. Boudet, C. Clarke, D. Bugden, E. Maibach, C. Roser-Renouf y A. Leiserowitz, «"Fracking" controversy and communication: Using natinal survey data to understand public perceptions of hydraulic fracturing,» *Energy Policy*, pp. 57-67, 2014 .
- [36] Q. Meng y S. Ashby, «Distance: A critical aspect for environmental impact assessment of hydraulic fracking,» *The Extractive Industries and Society*, pp. 124-126, 2014.
- [37] Asamblea contra la Fractura Hidráulica, «La extraccion de Gas No convencional y la Fractura Hidraulica. el permiso de Arquetu,» Cantabria, 2011.
- [38] Alianza Mexicana contra el Fracking, Agosto 2013. [En línea]. Available: <http://olca.cl/oca/energia/fracking010.htm>.

- [39] J. D. Tailant, M. Valls, M. E. D'Angelo, C. Headen y A. Roeloffs, «Fracking Argentina,» Centro de Derechos Humanos y Ambiente & ECOJURE, Córdoba, Argentina, 2013.
- [40] J. K. Fink, *Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids*, Elsevier Inc., 2012.
- [41] Ministerio de Minas y Energia, «Cadena del petróleo 2013,» Bogotá D.C., Colombia, 2013.
- [42] H. Scandizzo, D. Di Risio y D. Pérez Roig, «Fractura Expuesta: hidrocarburos no convencionales en Argentina,» Observatorio Petrolero Sur, Buenos Aires, Argentina, 2012.
- [43] F. Argentina, «Fracking Argentina, la evolución de la fractura hidráulica en el país y el mundo,» [En línea]. Available: [http://fracking.cedha.net/wp-content/uploads/2014/03/COLOMBIA\\_-ley-99-de-93\\_Ley-General-de-Ambiente.pdf](http://fracking.cedha.net/wp-content/uploads/2014/03/COLOMBIA_-ley-99-de-93_Ley-General-de-Ambiente.pdf). [Último acceso: 27 Abril 2015].
- [44] Corte Constitucional-República de Colombia, «Corte Constitucional de Colombia,» [En línea]. Available: <http://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2002/C-293-02.htm>. [Último acceso: 27 Mayo 2015].
- [45] «IMPACTO AMBIENTAL DEL SISTEMA DE FRACTURACIÓN HIDRAÚLICA».
- [46] Tecnológicas, Oficina Parlamentaria para la Evaluación de Opciones Científicas y, «Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels,» Francia, Sesión Ordinaria 2012-2013 .
- [47] Ministerio de la Presidencia-España, «Agencia Estatal BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO,» [En línea]. Available: <http://www.boe.es/boe/dias/1997/08/05/pdfs/A23842-23844.pdf>. [Último acceso: 29 Abril 2015].
- [48] F. DE la Hoz, «Impacto ambiental del sistema de fracturación hidráulica para la extracción de gas no convencional,» Confederación sindical de comisiones obreras, Madrid, 2012.
- [49] Ministerio de la Presidencia, «Boletín Oficial Del Estado,» *Agencia Estatal BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO*, nº 296, pp. 9851-98227, 2013.
- [50] Ministerio de Presidencia-España, «BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO,» *Agencia Estatal BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO*, nº 255, p. 88201, 2009.
- [51] Ministerio de la Presidencia-España, «BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO,» *Agencia Estatal BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO*, nº 19, pp. 6854-6870, 2011.
- [52] «Recomendaciones ambientales en relación con las medidas preventivas y correctoras a considerar en proyectos relacionados con la exploración y explotación de hidrocarburos mediante técnicas de fractura hidráulica».
- [53] R. Hammer y J. VanBriesen, «In Fracking's Wake: New Rules are Needed to Protect Our Health and Environment from Contaminated Wastewater,» 2012.

- [54] B. Roblez Montoya, *Impacto Social y Ambiental del Fracking*, México: Alianza Mexicana contra el Fracking, 2014.
- [55] C. L. Valdés Aguirre, «El Fracking: impactos ambientales y socioeconomicos,» Instituto Universitario de Ciencias Ambientales de la Universidad Complutense de Madrid, Madrid.
- [56] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, «Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible,» [En línea]. Available: <https://www.minambiente.gov.co/images/normativa/app/decretos/34-DECRETO%202041%20DEL%2015%20DE%20OCTUBRE%20DE%202014.pdf>. [Último acceso: 02 Junio 2015].
- [57] E. P. A. Department of Energy Department of the Interior, «Federal Multiagency Collaboration on Unconventional Oil and Gas Research,» U.S. Department of Energy, U.S. Department of the Interior, Washington, 2014.
- [58] R. Wood, P. Gilbert, M. Sharmina y K. Anderson, «Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts,» The Tyndall Centre University of Manchester, Manchester, 2011.
- [59] S. L. Brantley, D. Yoxheimer, S. Arjmand, P. Grieve, R. Vidic, J. Pollak, G. T. Llewellyn, J. Abad y C. Simon, «Water resource impacts during unconventional shale gas development: the pennsylvania experience,» *International Journal of Coal Geology*, vol. 126, pp. 140-156, 2014.
- [60] M. Holloway y O. Rudd, *Fracking: The Operations and Environmental Consequences of Hydraulic Fracturing*, New Jersey, 2013.
- [61] R. w. Howarth, R. Santoro y A. Ingraffea, «Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations,» *Climatic Change*, 2011.
- [62] F. d. D. Ambiental, «EDF Environmental Defense Fund,» [En línea]. Available: <http://www.edf.org/climate/methane>. [Último acceso: 15 Mayo 2015].
- [63] U. D. o. E. [ . o. F. E. a. N. E. T. Laboratory, «Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer,» United States, 2009.
- [64] EcuRed, «EcuRed conocimiento con todos y para todos,» [En línea]. Available: [http://www.ecured.cu/index.php/Sulfuro\\_de\\_Hidr%C3%B3geno](http://www.ecured.cu/index.php/Sulfuro_de_Hidr%C3%B3geno). [Último acceso: 2015].
- [65] J. Brea, «Perspectiva ambiental y futuro del "Fracking" en España,» *Politica Exterior*, nº 68, 2014.
- [66] R. Davies, F. Gillian, S. Mathias, J. Moss, S. Hustoft y L. Newport, «Hidráulic Fractures; How far can they go?,» *Marine and Petroleum Geology*, vol. 43, pp. 519-521, 2013.
- [67] E. Bohórquez, «Más terremotos por culpa del fracking,» *El Espectador*, 24 Abril 2015.



- [68] J. L. Simon Gómez, «Valoración del riesgo de sismicidad inducida por eventuales operaciones de fracking en el entorno de las fallas activas en el norte de la provincia de castellón,» Dpto. de Ciencias de la Tierra, Universidad de Zaragoza.
- [69] L. Salamunic y M. Dattas, «La Revolución del Shale Gas,» 2011. [En línea]. Available: <http://web.ing.puc.cl/power/alumno11/shale/La%20Revolucion%20del%20Shale%20Gas.htm#>. [Último acceso: 20 Mayo 2015].
- [70] S. Yu, «Evaluation of socioeconomic impacts on and risks for Shale gas exploration in China,» *Energy Strategy Reviews*, pp. 30-38, 2015.
- [71] Copyright Taylor & Francis, «Natural Gas Operations from a Public Health Perspective,» *Human and Ecological Risk Assessment: an International Journal*, 2011.
- [72] M. Holloway y O. Rudd, «The Operations and Environmental Consequences of Hydraulic Fracturing,» *Scrivener Publishing LLC*, 2013.
- [73] Secretaria de Energia (Argentina)-Ministerio de Planificación, «Panel de Control de Información Publica,» [En línea]. Available: [https://www.se.gob.ar/datosupstream/consulta\\_avanzada/listado.php](https://www.se.gob.ar/datosupstream/consulta_avanzada/listado.php). [Último acceso: 28 Mayo 2015].
- [74] Secretaria de Energia (Argentina)-Ministerio de Planificación, «Panel de Control de Información Publica-Producción Total por Cuenca,» [En línea]. Available: [https://www.se.gob.ar/datosupstream/graf\\_prod\\_cuencas.php](https://www.se.gob.ar/datosupstream/graf_prod_cuencas.php). [Último acceso: 29 Mayo 2015].
- [75] Elephant Publishing, LLC, «Animal Politico,» [En línea]. Available: <http://www.animalpolitico.com/blogueros-el-dato-que-choquea/2015/06/23/fracking-en-mexico/>. [Último acceso: 23 Junio 2015].
- [76] Mercosur Press, «AIM,» [En línea]. Available: <http://www.aimdigital.com.ar/2015/06/21/el-fracking-como-arma-estrategica-de-los-estados-unidos/>. [Último acceso: 23 Junio 2015].
- [77] A. EFE, «Ecopetrol tramitará permisos para usar técnica "fracking" en exploración,» *El Espectador*, 23 Septiembre 2014.
- [78] L. M. Espinosa, «Ecopetrol, Parex y Shell son las empresas autorizadas para usar la técnica de fracking,» *La República*, 05 Junio 2015.
- [79] La Blu Radio, «Solo sacaremos petróleo del subsuelo colombiano si produce utilidades: Ecopetrol,» *La Blu Radio*, 27 Mayo 2015.
- [80] DataiFX, «Presidente de Ecopetrol defiende el uso del fracking,» *DataiFX*, 23 Septiembre 2014.

- [81] EFE ECONOMÍA , «Brasil regula la extracción de gas no convencional mediante el "fracking",» *El país*, 23 Abril 2014.
- [82] C. Cunha, «Energia: Exploração de gás e petróleo de xisto deve mudar cenário global,» *OUL Vestibular*, 21 Enero 2014.
- [83] V. Quintanilla, «Parem o fracking: a união faz a força!,» *Heinrich Böll Stiftung*, 20 Mayo 2015.