

**COMPARACIÓN Y DIFERENCIACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS
EMPLEADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS
CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES**

**MARÍA ALEJANDRA GÓMEZ VERGARA
JUAN DAVID RESTREPO LÓPEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**COMPARACIÓN Y DIFERENCIACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS
EMPLEADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS
CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES**

**MARÍA ALEJANDRA GÓMEZ VERGARA
JUAN DAVID RESTREPO LÓPEZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de
ingeniero(a) de petróleos**

**Ing. Oscar Vanegas Angarita
Director**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

Éste proyecto es dedicado a todas las personas que formaron parte del proceso de desarrollo durante mi carrera universitaria, especialmente mis padres Jaime Restrepo y Marlen López, los cuales con mucho esfuerzo, dedicación y regaños hicieron éste posible.

DEDICATORIA

En primer lugar a mi mejor amigo, alguien muy especial con quien hago todo, a Dios mi padre y que con sus bendiciones siempre estuvo y ha estado conmigo, por la sabiduría e inteligencia que me ha dado en cada una de las decisiones a lo largo de este camino, por el amor que solo él me ha sabido dar, por su paciencia, y porque aunque en ocasiones siento que no puedo más, el con su amor sobrenatural me levanta y me da más fuerza y ganas de seguir hasta el final.

A mi hermosa madre que la llevo en mi mente y mi corazón, por darme la vida, por su amor y por ser el motivo principal de seguir día a día mis sueños. A mi padre por su amor, apoyo y sacrificio... por creer en mí siempre, por su ejemplo y perseverancia. A mis amigos y compañeros los que fueron partícipes en mi proceso de crecimiento personal y profesional.

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a todas las personas que hicieron parte de la realización de este trabajo de grado, compañeros, amigos, docentes, familia y en especial a Dios por haber guiado todo el proceso y por haber puesto personas tan especiales en todo el camino de estudiante de ingeniería de petróleos.

Al ingeniero Oscar Vanegas, por haber guiado el proceso de creación de este trabajo, a la doctora Zuly y al ingeniero José por haber dado los aportes finales. A Álvaro Rincón, Daniel Moreno, Jesús Bottet, Juan Álvarez, Mauricio Herrera, Daniel Torres, Vanessa Hernández y muchos otros que brindaron su ayuda y compañía en todo momento.

Un agradecimiento especial y aparte a Marlén López y a Jaime Restrepo por formar, apoyar, creer y brindar coraje para sacar adelante todo el proceso desde sus inicios. Ya que sin ellos nada de esto sería posible.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	16
1.1 PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	16
1.2 YACIMIENTOS CONVENCIONALES.....	17
1.3 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	18
2 PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL SHALE GAS	24
2.1 PREPARACIÓN DEL SITIO DE DESARROLLO	24
2.2 PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO DE POZOS	27
2.3 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	31
2.4 RECUPERACIÓN Y TRATAMIENTO DEL FLUIDO	35
2.5 PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	37
3 DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	41
3.1 CHANNEL FRACTURING O HIWAY	41
3.2 FRACTURAMIENTO MULTIETAPAS.....	42
3.3 FRACTURAMIENTO MULTILATERAL.....	43
3.4 SIMUL-FRAC.....	44
3.5 ZIPPER Y ZIPPER MODIFICADO.....	45
3.6 FRACTURAMIENTO CON UNIDADES HÍBRIDAS DE COILED TUBING	46
4 FLUIDO DE FRACTURA	47
4.1 Fluido Pre-pad (Primera fase).....	48
4.2 Fluido de relleno (Pad- Segunda fase)	48
4.3 Fluido con agente soportante o lechada (Tercera fase)	49
4.4 Fluido de limpieza Flush (Cuarta fase)	50
4.5 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA	50
4.6 PROPIEDADES IDEALES DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA.....	57
4.7 TRATAMIENTO DE LIMPIEZA DESPUÉS DEL TRATAMIENTO DE FRACKING.....	59

4.8	COMPARACIÓN ENTRE UN FLUIDO DE FRACTURA PARA UN YACIMIENTO CONVENCIONAL Y UNO NO CONVENCIONAL	64
5	IMPLEMENTACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y SUS CONSECUENCIAS AMBIENTALES.....	67
5.1	EMISIÓN INVOLUNTARIA DE HIDROCARBUROS AL AMBIENTE	68
5.2	CONTAMINACIÓN DEL AGUA DULCE	69
5.3	AFECCIÓN DE FUENTES SUPERFICIALES.....	70
5.4	SISMICIDAD INDUCIDA.....	74
5.5	EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (METANO Y CO2) 75	
5.6	RIESGO QUÍMICO	76
5.7	OTROS IMPACTOS LOCALES.....	78
6	MITIGACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES.....	79
7	ACTORES RESISTENTES AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN COLOMBIA Y EL MUNDO.....	83
7.1	ABANDONOS, OPOSICIONES Y MORATORIAS A NIVEL MUNDIAL....	86
8	COMO AVANZA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN COLOMBIA.....	94
8.1	LEGISLACIÓN COLOMBIANA POR LA CUAL SE RIGE LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS	101
8.2	CARTILLA INFORMATIVA PARA LAS COMUNIDADES SOBRE EL BUEN USO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES.....	103
	CONCLUSIONES	106
	RECOMENDACIONES.....	107
	BIBLIOGRAFÍA.....	108
	ANEXOS.....	117

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades convencionales de los Shales.....	22
Tabla 2. Estadísticas del fracturamiento hidráulico convencional.....	40
Tabla 3. Estadísticas del fracturamiento hidráulico convencional en Colombia.....	40
Tabla 4. Clasificación de los fluidos de fractura.....	50
Tabla 5. Clasificación de fluidos lineales y fluidos reticulados.....	52
Tabla 6. Compuestos utilizados en el fracking.....	56
Tabla 7. Programa de Gestión Ambiental de proyectos de Fracturamiento Hidráulico.....	80
Tabla 8. Marco Legal de la industria de Hidrocarburos.....	101

LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Yacimiento Convencional	18
Figura 2. Tipos de yacimientos	20
Figura 3. Esquema general de las etapas llevadas a cabo para el desarrollo del gas natural	24
Figura 4. Diseño general de revestimiento de un pozo del Shale de Marcellus.....	29
Figura 5. Casing.....	29
Figura 6. Operación campo Marcellus Shale al norte de Pennsylvania	32
Figura 7. Cabeza de pozo durante fracturamiento hidráulico	33
Figura 8. Piscina de desecho de una operación de fracturamiento hidráulico en Arkansas, EE.UU	37
Figura 9. Channel Fracturing	42
Figura 10. Fracturamiento Multietapas	43
Figura 11. Esquemas de las estimulaciones tipo Simul, Zipper y Zipper modificado	45
Figura 12. Composición del fluido de fractura.....	48
Figura 13. Migración por el anular	72
Figura 14. Migración fractura-falla	73
Figura 15. Migración fractura-acuífero.....	74
Figura 16. Zonas donde se han presentado conflictos medioambientales por extracción de hidrocarburos en el mundo.....	84
Figura 17. Mapa de fracking en el mundo.....	86

RESUMEN

TITULO: COMPARACIÓN Y DIFERENCIACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS EMPLEADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES.*

AUTORES María Alejandra Gómez Vergara
Juan David Restrepo López**

PALABRAS CLAVES Fracturamiento hidráulico, yacimientos convencionales – no convencionales, Impacto ambiental.

DESCRIPCIÓN

La industria de los hidrocarburos se encuentra en un punto, donde es necesario optimizar los recursos y aumentar las reservas, con el fin de asegurar una estabilidad energética y comercial. Con los avances tecnológicos y el desarrollo comercial de las empresas, nuevas técnicas que permiten alcanzar objetivos antes no disponibles surgen para mejorar la recuperación de fluidos, con lo cual se hace posible utilizar la técnica de fracturamiento hidráulico en lutitas o shales.

Este proyecto plantea la comparación entre las diferencias técnicas que se presentan al utilizar la técnica de fracturamiento hidráulico en formaciones de rocas areniscas y lutitas, con el fin de describir el proceso de implementación y el impacto generado por el uso de la técnica en el caso de ser implementada en yacimientos convencionales y no convencionales.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Oscar Vanegas Angarita.

SUMMARY

TITLE: COMPARISON AND DIFFERENTIATION OF TECHNICAL PROCEDURES USED IN THE HYDRAULIC FRACTURING PROCESS APLIED TO CONVENTIONAL AND UNCONVENTIONAL RESERVOIRS*

AUTHORS: María Alejandra Gómez Vergara
Juan David Restrepo López**

KEYWORDS: Hydraulic fracturing, Environmental impact,

DESCRIPTION

The hydrocarbons industry is at a point where it is necessary to optimize resources and increase reserves, in order to ensure energy and commercial stability. With the technological advances and the commercial development of the companies, new techniques that allow reaching previously unavailable targets arise to improve the recovery of fluids, which makes possible to use the technique of hydraulic fracturing in shales or lutitas.

This project raises the comparison between the technical differences that occur when using the hydraulic fracturing technique in sandstone and shale formations, in order to describe the implementation process and the impact generated by the use of the technique in the case of Be implemented in conventional and non-conventional reservoirs.

* Degree work.

**Faculty of physics-chemistry engineering, School of Petroleum Engineering, Oscar Vanegas Angarita.

INTRODUCCIÓN

Existe una divergencia entre actuar conforme al principio de precaución, pensando en el ambiente y en terceras generaciones, u optar por un sistema de abastecimiento de hidrocarburos de alta rentabilidad, a bajo costo y con mayores beneficios económicos como lo brinda el fracturamiento hidráulico. A esto se le suma que el sector de hidrocarburos, a nivel mundial, se enfrenta todos los días a una legislación ambiental cada vez más estricta, a un control permanente de comunidades cada vez mejor organizadas, que exigen una mejor calidad de vida, al control de las organizaciones no gubernamentales (dedicadas a evitar la contaminación del medio ambiente), al surgimiento de políticas económicas y normas emitidas por los gobiernos e industrias relacionadas de alguna manera con los hidrocarburos. Las empresas del sector están cada vez más interesadas en alcanzar y demostrar el mejoramiento de su desempeño ambiental, con el fin de garantizar la permanencia, buena imagen y rentabilidad de su empresa.

Actualmente el fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación con mejores resultados, tanto para yacimientos convencionales como para no convencionales, y su éxito se debe a la implementación de diferentes tecnologías, que utilizan modelos geológicos, petrofísicos y de producción entre otros. El objetivo para hacer un tratamiento de fracturamiento hidráulico, será estimular la conexión natural del yacimiento y el pozo, que tendría como resultado una mejor productividad del mismo. El procedimiento para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico puede presentar tanto riesgos como complicaciones operacionales, que de no ser considerados apropiadamente, pueden convertirse en impactos adversos para el ambiente y las comunidades.

El propósito de este documento es presentar una reseña de lo que ha sido hasta hoy la implementación del fracturamiento hidráulico en Colombia, describiendo

cuales son las tecnologías que se emplean para realizar éste, tanto en yacimientos convencionales como en no convencionales. Dar a conocer los impactos ambientales que provienen de realizar de manera inadecuada este procedimiento y las oposiciones que se presentan a nivel mundial a esta técnica de producción de hidrocarburos. Finalmente, se espera aclarar a los lectores la no afectación del fracturamiento hidráulico implementada en yacimientos convencionales presentando una cartilla informativa, que irá dirigida a las comunidades donde se espera realizar estos procedimientos.

1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

De acuerdo con la sociedad geológica de América¹, el fracturamiento hidráulico data desde los años 40s específicamente 1947 en el campo Hugoton, Kansas (EE.UU.), Su uso estaba ligado primordialmente a los pozos verticales hasta los años 90s, donde los avances tecnológicos permitieron su implementación en los pozos horizontales, abriendo una ventana para desarrollar proyectos en formaciones de baja permeabilidad, especialmente en lutitas.

1.1 PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Según un video explicativo publicado por la Oficina de Contabilidad del Gobierno de Estados Unidos², una vez que los permisos están aprobados y el sitio es preparado, el primer paso es perforar la primera etapa del pozo, bajar el primer casing y cementar para poder aislar las fuentes subterráneas de agua, seguida de un casing intermedio que impide el colapso del pozo. Una vez termina la perforación y se reviste la última etapa, se baja con tubería de producción y se cañonea para dejar el pozo listo para producir. Como tal el fracturamiento hidráulico es una técnica la cual tiene como finalidad aumentar el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta la tubería de producción; lo anterior se logra inyectando un fluido generalmente a base de agua, productos químicos y material propante, a altas presiones a través de la tubería de producción hasta la formación objetivo.

¹ SOCIEDAD GEOLÓGICA DE AMÉRICA. GSA Critical Issue: Hydraulic Fracturing. [en línea] [Estados Unidos de America]: GSA (Marzo de 2016) Recuperado en Febrero del 2017.

² OFICINA DE CONTABILIDAD DEL GOBIERNO DE ESTADOS UNIDOS (GAO). Water Use in Hydraulic Fracturing. (4 de Septiembre de 2015). Recuperado el Febrero de 2017, de How water is used in the process of hydraulic fracturing.

En el momento que el fluido que viene a altas presiones, llega a la roca genera o restaura pequeñas fracturas, mientras que el material propante (generalmente arena) se encarga de impedir que las fracturas se cierren³.

Una vez que ha terminado el proceso de inyección, la presión del yacimiento ocasiona el movimiento del hidrocarburo hacia la tubería de producción y posteriormente a superficie⁴

Durante los primeros 50 años de implementación del fracturamiento hidráulico su uso principal se dio en los pozos verticales en formaciones convencionales. El proceso de fracturamiento hidráulico se sigue implementando, lo que ha cambiado es el proceso, el cual ha evolucionado gracias a los avances tecnológicos, que incluyen perforación direccional y horizontal. Lo anterior lleva al desarrollo de lo que actualmente se conoce como yacimientos no convencionales, los cuales sin los últimos avances de la tecnología no serían posibles de explotar y comercializar.

1.2 YACIMIENTOS CONVENCIONALES

De acuerdo con Kullerud⁵, desde el punto de vista geológico un yacimiento está constituido por una roca madre o generadora, ubicada en la parte inferior que usualmente está compuesta por material orgánico y minerales arcillosos, los cuales son potenciales generadores de crudo y gas. Cuando las compañías perforan en busca de hidrocarburo no llegan hasta la roca generadora, debido a que ésta posee permeabilidades muy bajas, del orden de 0,1 mD lo cual requiere una tecnología diferente.

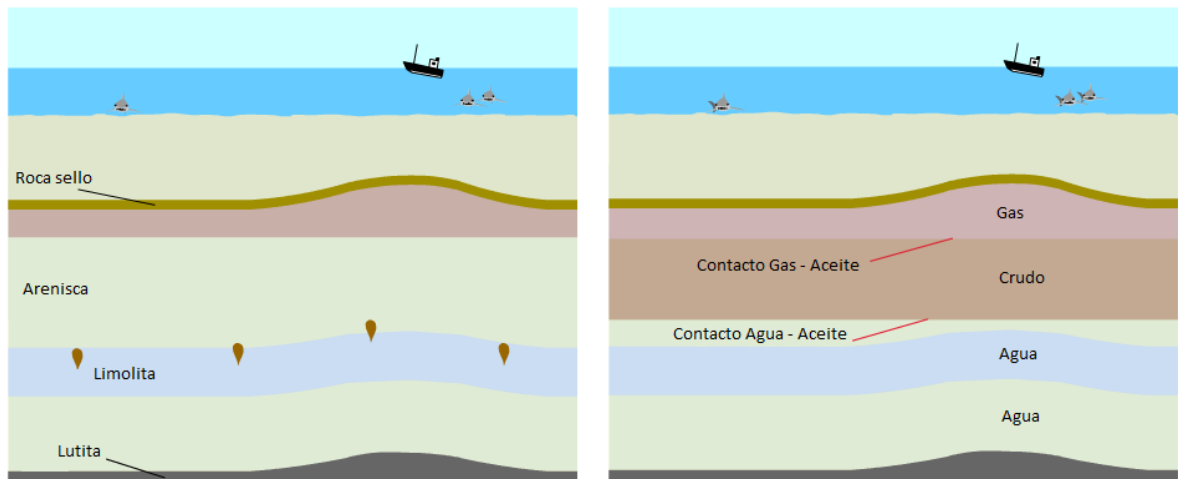
³ *Ibíd.*

⁴ *Ibíd.*

⁵ KULLERUD, K. Oil and gas. [Tromso, Noruega]: UNIVERSIDAD DE TROMSO. , Oct. 2006. Recuperado el Febrero de 2017, Disponible en : http://webgeology.alfaweb.no/webgeology_files/english/oil_gas.html

El crudo y el gas migran desde la roca generadora y para poder saber el camino que han seguido, hay que tener en cuenta el siguiente tipo de roca la cual constituye la segunda parte de un yacimiento convencional; La arenisca está constituida por granos de arena empacados. Entre los granos de arena individuales, se generan unos espacios denominados *espacio poroso*, éste espacio está lleno de agua e hidrocarburo. Por último se encuentra en la parte superior del yacimiento, una roca sello, que generalmente es una roca arcillosa y funciona como un tapón impermeable que evita el flujo del hidrocarburo hacia capas superiores de roca⁶.

Figura 1. Yacimiento Convencional



Fuente: KULLERUD, K. Oil and gas. [Tromso,Noruega]: UNIVERSIDAD DE TROMSO. , Oct. 2006). Recuperado el Febrero de 2017,(Modificado) Disponible en : http://webgeology.alfaweb.no/webgeology_files/english/oil_gas.html

1.3 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Son denominados yacimientos no convencionales, a esos yacimientos que comparados con los convencionales, requieren mayor inversión económica y tecnológica, para poder alcanzar y extraer el hidrocarburo. Una explicación un poco más detallada de las formaciones geológicas que podrían ser yacimientos no convencionales, pueden ser:

⁶ Ibíd. p. 3

1.3.1 Lutitas

Algunas lutitas ricas en materia orgánica, hacen el papel de roca fuente o generadora de los hidrocarburos que se encuentran en los yacimientos convencionales, mientras transcurre el tiempo geológico, los hidrocarburos más livianos migran a capas superiores hasta que son entrampados por una roca sello, donde son confinados (*Ver Figura 2*). Las lutitas tienen una permeabilidad muy baja (menor a 0,1 md)⁷

1.3.2 Formaciones compactas

(revisar). Son formaciones de arenisca, limolita y carbonato, las que pueden ser denominadas como *compactas*, debido a su relativamente baja permeabilidad y el hecho de que el hidrocarburo está contenido en pequeños poros escasamente interconectados entre sí. Existe una permeabilidad específica que diferencia las formaciones compactas que requieren el uso del fracturamiento hidráulico y las areniscas que no lo requieren. En la literatura normalmente distinguen el gas asociado a formaciones compactas del gas asociado a lutitas, mientras que los recursos de crudo asociado a formaciones compactas y el crudo asociado a lutitas⁸ se combinan en el término crudo asociado a lutitas o comúnmente “shale oil”. (*Ver Figura 2*).

1.3.3 Gas asociado a mantos de carbono.

El fracturamiento hidráulico puede ser usado para para extraer metano de las vetas de carbón. En los matos de carbono, el metano es adsorbido en la superficie

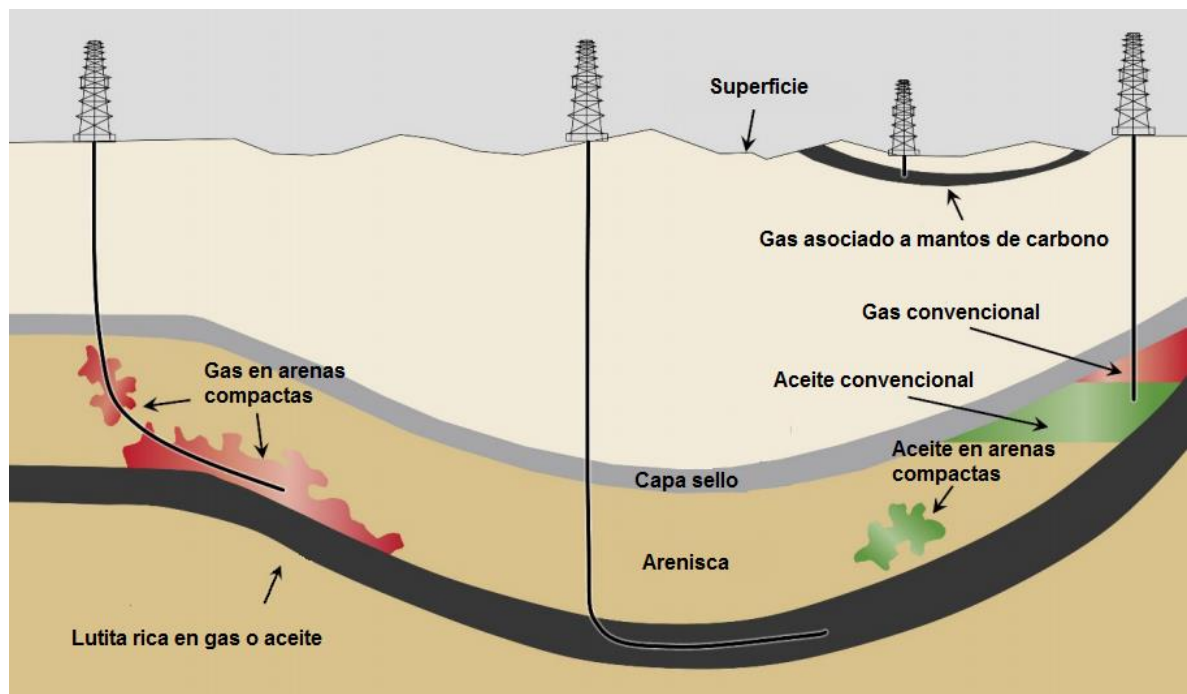
⁷ EPA. [UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY]. Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources[en línea].: oficina de investigación y desarrollo Washington D.C. EE.UU.. Junio 2015[Citado 10 Mayo 2017] disponible en: <https://cfpub.epa.gov/ncea/hfstudy/recordisplay.cfm?deid=244651>

⁸ *Ibíd.* p. 69

del carbón en vez de estar contenido en el espacio poroso. Al inyectar agua a la formación luego de fracturar la formación, para aliviar la presión del carbón, y permitirle al metano fluir por el pozo hasta la superficie⁹. (Ver Figura 2).

A continuación se muestra un esquema de los diferentes tipos de yacimientos:

Figura 2. Tipos de yacimientos



Fuente: (modificado) Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources página 68, 2015, Citado may 2017.

El desarrollo de los denominados yacimientos no convencionales (shale gas, tight gas, metano en capas de carbón, shale oil, etc.) son ahora el reto más grande en la industria petrolera. Estos tipos de yacimientos siempre estuvieron presentes al igual que los convencionales, pero debido a que la tecnología y los precios no hacían viable su explotación, nunca antes se había visto la posibilidad de extraerlos.

⁹ Ibíd. p. 69

En las explotaciones no convencionales a menor porosidad y permeabilidad del tipo de roca, más complejas y agresivas son las técnicas requeridas para extraer el gas. Debido al fracturamiento hidráulico y a la perforación direccionada, las formaciones de lutitas pasaron de ser roca generadora a yacimiento no convencional, algunos yacimientos producen gas principalmente, otros crudo, a menudo algunos yacimientos de gas producirán poco crudo y los yacimientos de crudo tendrán a su vez producción de poco gas.

En el caso de los yacimientos de shale gas es más costoso debido a su baja porosidad y casi nula permeabilidad. El shale o lutita es una roca sedimentaria que fue depositándose como arcilla o lodo bajo el agua, formándose capas que fueron comprimidas por depósitos posteriores hasta convertirse en roca¹⁰. Esta generalmente presenta un color azul opaco en forma de planos laminares. El gas que es producido de este tipo de yacimiento es el mismo gas que se encuentra en los yacimientos convencionales, solo que éste ya no es tan fácil de extraer porque está atrapado en rocas con una permeabilidad baja y con una estructura de capas laminares donde la tecnología tradicional de perforación y extracción es complicada en este tipo de yacimiento. Este gas puede almacenarse intersticialmente en los espacios porosos, entre los granos de rocas o las fracturas del shale, o ser adsorbido en la superficie de los componentes orgánicos.

El shale gas es producido únicamente bajo determinadas condiciones, aquellos shales que posean la combinación correcta en contenido orgánico, madurez de la roca, permeabilidad, porosidad, saturación de gas y fracturamiento de la

¹⁰ ASAMBLEA CONTRA LA FRACTURA HIDRÁULICA, Extracción de gas no convencional y la fractura hidráulica en Burgos[en línea][Burgos, España]: Fractura hidráulica no. feb. 2012 [citado 12 may, 2017]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/77526657/FOLLETO-sobre-BURGOS>

formación, serán proyectos viables económicamente para la producción de gas. La experiencia en múltiples cuencas de gas de lutita de los Estados Unidos ha demostrado que los yacimientos de este tipo deben satisfacer o exceder ciertos parámetros para ser comercialmente viables como se observa en la *Tabla 1*.

Tabla 1. Propiedades convencionales de los Shales

Parámetro	Valor mínimo
Porosidad	> 4 %
Saturación de agua	< 45 %
Saturación de aceite	< 5 %
Permeabilidad	> 100 mD
Contenido orgánico total	> 2 %

Fuente: Asamblea contra la Fractura Hidráulica Burgos La extracción de Gas No Convencional y la Fractura Hidráulica Permisos en Burgos, Noviembre de 2011 disponible en : <http://www.comimsa.com.mx/cit/data/GasShale/6-La%20extracci%C3%B3n%20de%20Gas%20No%20Convencional.pdf>

El shale gas tiene espacios porosos que no son suficientemente amplios como para generar un movimiento masivo de las moléculas de gas contenido en su interior, además las fracturas naturales (fisuras) que puede poseer esta roca, aunque son beneficiosas, generalmente no proveen trayectorias de permeabilidad suficiente para soportar la producción comercial. Estas fallas son producidas por el efecto combinado de la presión por el overburden y de los esfuerzos principales en la corteza terrestre. Por lo tanto, es necesario utilizar la perforación horizontal o dirigida y el fracturamiento hidráulico.

Para lograr maximizar la producción del shale gas con pozos horizontales, no solo debe dirigirse la perforación a lo largo de toda la zona donde se encuentra el

shale, sino que además debe intersectar la mayor cantidad de fisuras a lo largo de su trayectoria, por lo que, la mejor dirección es la ortogonal a la orientación general de las fisuras, las cuales son paralelas al esfuerzo horizontal máximo.

Tabla 2 Comparación yacimientos convencionales y no convencionales

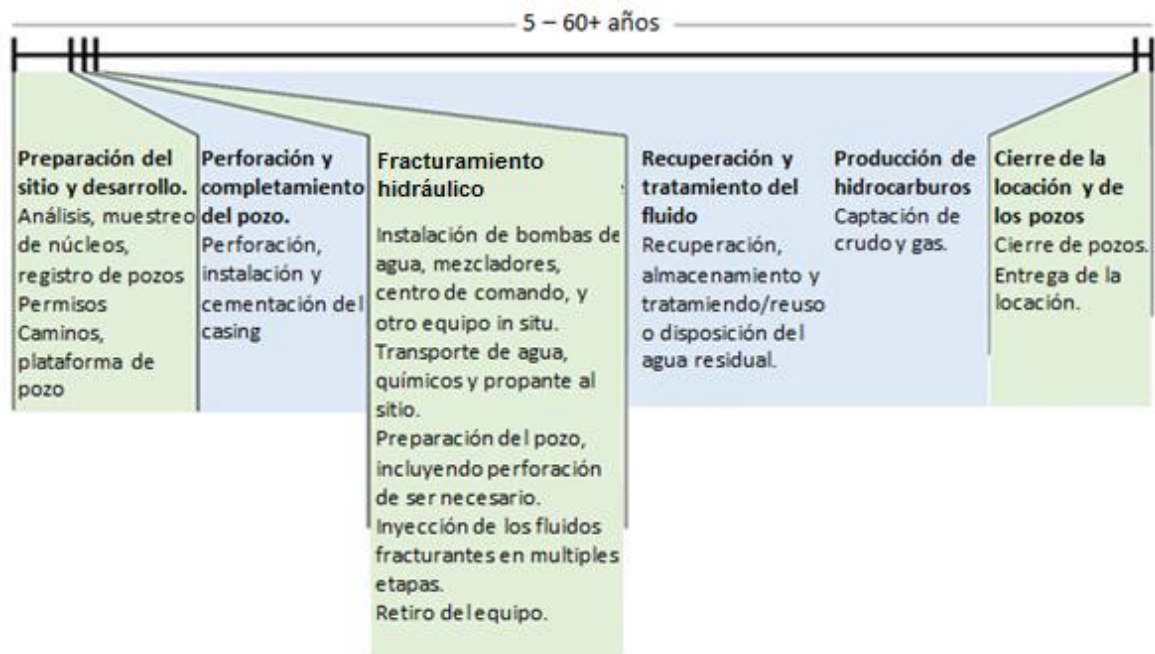
Yacimientos convencionales	Yacimientos no convencionales
<p>El hidrocarburo se encuentra en formaciones comúnmente de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Areniscas • Limolitas 	<p>El hidrocarburo se encuentra en formaciones de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Lutitas • Mantos de carbono • Arenas compactas
<p>Las profundidades de estos yacimientos rodean los 2.500 y 5.000 metros</p>	<p>El gas natural que se encuentra en las capas de arcilla rodea los 1500 y 3000 metros de profundidad</p>
<p>El hidrocarburo se encuentra almacenado en una roca porosa y permeable</p>	<p>El hidrocarburo se encuentra en una roca porosa e impermeable (0,1mD)¹¹</p>
<p>El hidrocarburo puede fluir desde el yacimiento al pozo</p>	<p>El hidrocarburo requiere una estimulación para poder fluir hasta el pozo</p>

¹¹ KULLERUD . Op.Cit ., p. 6

2 PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL SHALE GAS

El proceso general de producción del shale gas se lleva a cabo en diferentes etapas, las cuales se muestran en la figura

Figura 3. Esquema general de las etapas llevadas a cabo para el desarrollo del gas natural



Fuente: (modificado) Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources página 73, 2015, Citado may 2017.

2.1 PREPARACIÓN DEL SITIO DE DESARROLLO

Los productores de gas natural comienzan el proceso de exploración y producción de este recurso mediante la obtención de derechos mineros de los propietarios interesados en el arrendamiento de sus tierras para la actividad de perforación. Un asesor se encarga de realizar toda la investigación en tribunales del estado para obtener información sobre los registros de propiedad y reglamentos que debe

cumplir para luego reunirse con los propietarios y desarrollar un contrato de arrendamiento que se le dará al productor de gas con el derecho de producir gas natural u otros hidrocarburos.

El contrato de arrendamiento generalmente incluye un bono por firmar por hectárea para un número especificado de años y un pago de la regalía acordada para el dueño de la propiedad. Los arrendamientos también incluyen la disposición para permitir la construcción de líneas subterráneas de recolección para el transporte de gas natural desde los pozos hasta las grandes tuberías de transmisión y plantas de procesamiento¹². El contrato de arrendamiento representa el acuerdo oficial por escrito entre ambas partes, la compañía de gas y el propietario del mineral/gas.

Antes de perforar, la compañía operadora debe estudiar las condiciones geológicas específicas debajo de la tierra para saber si tiene potencial de producir gas. Geofísicos se encargan de realizar pruebas sísmicas de dos o tres dimensiones que ayuden a determinar las características geológicas de las formaciones rocosas debajo de la superficie de la tierra. La imagen sísmica tridimensional muestra imágenes acerca de la ubicación y el espesor del shale, además de ayudar a los geólogos a aumentar la probabilidad de una ubicación más exacta de localizaciones de perforación.

Las compañías encargadas de hacer sísmica perforan huecos de 20 ft de profundidad donde pueden colocar de 2 a 4 lb de dinamita para su detonación mientras el equipo sísmico se encuentra monitoreando las ondas de choque que llegan a los camiones de grabación.

¹² EPA . Op. Cit ., p. 73 - 88

Los geófonos son los encargados de traducir las vibraciones recibidas desde el suelo en señales eléctricas para luego ser transmitidas hacia los camiones de sismica, sin embargo, estas imágenes no pueden mostrar si las rocas contienen gas natural u otros hidrocarburos. Para ello se requiere la perforación de un pozo exploratorio y el análisis de núcleos de rocas para determinar la viabilidad de un lugar determinado.

Los núcleos proveen información esencial de las características de la formación de interés, como porosidad, permeabilidad y detalles acerca de la cantidad y calidad del hidrocarburo que se piensa explotar. Las tasas y cortes de perforación ayudan a identificar los estratos recolectados y ayudan a confirmar la estratigrafía y la profundidad de las formaciones, incluyendo la profundidad y espesor de las formaciones que almacenan agua¹³. El registro de pozos es especialmente útil combinado con el análisis de núcleos para la comprensión de las propiedades de las formaciones.

Los factores logísticos involucrados en la selección de la locación para perforar incluyen la topografía, proximidad de las facilidades tales como, carreteras, tuberías, recursos hídricos, espaciamiento entre pozos, especificaciones de las facilidades, potencial de erosión de la locación, áreas sensibles a la contaminación, y proximidad a la población. Durante el proyecto las licencias y permisos requeridos para poder realizar estudios sísmicos o perforar pozos exploratorios pueden tardar varios meses.

¹³ Íbid. p. 78 - 88

La preparación de la locación es necesaria para permitir el paso del equipo y los suministros lleguen a el área de la perforación; Usualmente se estudia la locación para luego construir la vía de acceso adecuada para el acceso de los vehículos que van a transitar. El operador nivela y gradúa el terreno para que el equipo sea trasladado y ubicado en el sitio indicado. Luego el operador debe hacer unos embalses o pozos de almacenamientos cerca de la plataforma.

En algunos casos tanques de acero se usan para contener fluidos. Las piscinas pueden contener agua que posteriormente podría ser usada en los fluidos de perforación, también pueden contener el lodo de perforación, cortes de perforación o el contraflujo de agua producido luego de la operación de fracturamiento. La construcción de las piscinas es generalmente controlada por regulaciones locales y estatales.

Luego de la preparación de la plataforma, el taladro de perforación y el equipo asociado¹⁴ son ubicados y posteriormente bajados de la plataforma mientras pasan las diferentes etapas de la perforación y el completamiento del pozo.

Los en algunos casos después de invertir millones de dólares en el arrendamiento de la tierra, los registros sísmicos y el pozo exploratorio perforado determinarán si el shale puede producir cantidades económicamente recuperables.

2.2 PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO DE POZOS

La construcción del pozo productor involucra la perforación del hueco (Pozo), a lo largo de la instalación y cementación de los revestimientos que van a mantener firme y van a aislar el pozo de las formaciones de agua e hidrocarburos por donde

¹⁴ **Equipo asociado:** Plataforma del taladro, sistema de lodos, generadores, tanque de almacenamiento químico, preventoras, tanques de combustible, bombas de cemento, tuberías de perforación y revestimientos o casings.

éste pase. En ciertas configuraciones el pozo puede encontrarse como hueco abierto¹⁵.

El operador comienza la perforación, bajando y rotando la sarta de perforación, la que consta de una broca de perforación, tubería de perforación y los collares de perforación (pesadas piezas de tubería que ayudan a aplicar peso sobre la broca). La broca se une a los collares de perforación, mientras la broca rota y avanza; Juntas de tubería¹⁶ son añadidas a la sarta de perforación en superficie, permitiendo así llegar más profundo. El fluido de perforación el cual puede ser base agua, o base aceite, es bombeado por la tubería de perforación hasta el fondo, donde enfría y lubrica la broca, mantiene la presión de fondo y arrastra los recortes de perforación hasta la superficie.

La orientación inicial de los pozos es vertical, pero su orientación en fondo podría ser variada, entre las cuales podrían ser, verticales, desviadas y horizontales. El operador elige la orientación del pozo que va a formación objetivo, la cual va a evitar las fallas, estructuras geológicas y los esfuerzos ejercidos por otras formaciones que podrían complicar la perforación. Los pozos desviados pueden tener forma de “s” o una continua inclinación.

Los pozos horizontales poseen zonas laterales, orientadas aproximadamente unos 90 grados de la posición vertical del pozo. Los rangos de longitud que alcanzan estos pozos van desde los 1000 a los 5000 pies (610m a 1524m) y más. Los pozos horizontales son esenciales para alcanzar y explotar las grandes áreas que ocupan los oil-shales y gas-shales. Sin embargo la cantidad de pozos horizontales que son fracturados está en crecimiento, en algunos lugares, como California

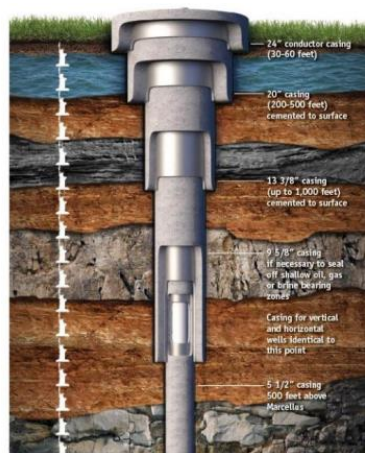
¹⁵ **Hueco abierto:** tramo del pozo que se perfora y al realizar el completamiento del pozo, se deja sin revestir.

¹⁶ **Juntas de tubería:** unión de dos o en algunos casos tres tuberías de perforación, las cuales pueden llegar a medir de veinte a treinta pies de altura.

(Estados Unidos), el fracturamiento hidráulico se realiza primordialmente en pozos verticales.

La perforación y completamiento del pozo consta de pasos repetitivos (la sarta de perforación se baja, se rota, perfora hasta cierta profundidad, se saca la tubería, y luego se baja el revestimiento, se asienta en el pozo y se cementa). Sucesivamente más y más pequeños mientras el pozo aumenta su profundidad. En la figura 4 se muestra un diseño general del revestimiento para un pozo del Shale Marcellus.

Figura 4. Diseño general de revestimiento de un pozo del Shale de Marcellus



Fuente: <http://marcelluscoalition.org/marcellus-shale/production-processes/>

La selección e instalación de las líneas de revestimiento tiene diferentes propósitos, incluyendo el aislamiento de las formaciones que contienen hidrocarburos de los acuíferos cercanos, zonas sobre presionadas y sirve también para el transporte de hidrocarburos hasta la superficie. Una vez las líneas de revestimiento son bajadas, se cementan antes de poder continuar con la

operación de perforación. El cemento protege el revestimiento de la corrosión generada por los fluidos de las formaciones que atraviesa, ancla el revestimiento y el pozo. El pozo puede ser cementado continuamente desde la superficie hasta la zona productora del pozo. Los pozos parcialmente cementados pueden ser posibles, por ejemplo si el cemento va desde la superficie hasta alguna distancia por debajo del punto más bajo de acuíferos de agua fresca, y quizás algunas otras formaciones más profundas.



Fuente: <https://www.exchangebase.com/>

Cuando se termina la perforación y el casing ya está ubicado y cementado, el pozo puede ser completado de muchas maneras. El casing productor es cementado hasta la zona productora para después ser cañoneado o fracturado hidráulicamente en puntos ubicados estratégicamente. Como alternativa, los operadores pueden usar un completamiento a hueco abierto, en el cual el casing va justo sobre la formación productora. El resto de las paredes del pozo de la zona productora no está abierta sin cemento. Una vez que el completamiento está

completo, el operador puede retirar el taladro, intalar la cabeza del pozo y prepara el pozo para la estimulación por fracturamiento hidráulico y poner a producir el pozo.

2.3 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico usualmente es un proceso corto, intenso y repetitivo, que requiere equipo altamente especializado y grandes cantidades de agua, químicos y material propante. El equipo y la maquinaria son a menudo transportados a la locación en camiones y permanecen sobre los mismos durante toda la operación. Tanques, canecas y otros contenedores de fluidos de diferentes tamaños, los cuales contienen agua y químicos son ubicados en la locación. La figura 6 muestra una operación de fracturamiento hidráulico en una plataforma de 5 pozos horizontales, con todo el equipo necesario. La operación fue realizada en el campo Marcellus Shale al norte de Pennsylvania por la compañía Universal well services.

Figura 6. Operación campo Marcellus Shale al norte de Pennsylvania



Fuente: <http://www.drillingcontractor.org/technology-advances-push-greener-side-of-fracing-9329>

2.3.1 Proceso de inyección

Antes de la inyección, los fluidos fracturantes son previamente mezclados, usando equipo especializado en esto. El mezclado es generalmente realizado sobre una mezcladora, la cual se encuentra ubicada en un camión electrónicamente monitoreado y controlado en otro contenedor por el operador. Una gran cantidad de mangueras y tuberías se usan para mover el fluido fracturante desde la unidad de almacenamiento hasta el equipo donde se mezcla y por ultimo hasta la cabeza del pozo.

Un ensamblaje especial es instalado en la cabeza del pozo durante el proceso del fracturamiento hidráulico, éste permite resistir altas presiones y volúmenes del fluido propante que va al pozo. Las presiones que se requieren para fracturar

pueden variar ampliamente dependiendo de la profundidad, presión de la formación y tipo de roca. Las presiones de fractura se han reportado desde los 4,000 psi hasta los 12,000 psi¹⁷.

La presión durante el fracturamiento es medida por válvulas, que pueden ser instaladas en la superficie y/o hueco abajo.

Figura 7. Cabeza de pozo durante fracturamiento hidráulico



Fuente: foto por Marek Czarnecki para United Oilfield services¹⁸

La longitud entera de la zona de producción no se fractura toda a la vez; en vez de eso, cortas longitudes o segmentos del pozo en la zona de producción son

¹⁷ SALEHI , I. A., & CIEZOBKA , J.. Controlled Hydraulic Fracturing of Naturally Fractured Shales - A Case Study in the Marcellus Shale Examining How to Identify and Exploit Natural Fractures. (12 de Abril de 2013) Recuperado el Febrero de 2017, de SPE-164524-MS. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.2118/164524-MS>

¹⁸ CZARNECKI, M. (s.f.). Shale- Gas Information Platform[en línea][Estados unidos de Norte America]. Recuperado el Marzo de 2017, Disponible en: <http://www.shale-gas-information-platform.org/>

aisladas y fracturadas en etapas¹⁹ Cada etapa de un trabajo de fracturamiento puede consistir en la inyección por fases, de diferentes fluidos que consisten de variados componentes (químicos y aditivos). Esos diferentes fluidos:

- Remueven el exceso de fluidos de perforación o de cemento de la formación(a menudo se usa ácido)²⁰
- Inician las fracturas (Pad fluid sin propante),
- Llevan el propante²¹
- Lavan el pozo para asegurar que todo el fluido propante pueda llegar hasta las fracturas.

Cada fase requiere mover millones de galones de fluidos alrededor de la locación a través de mangueras y líneas, mezclando los fluidos, e inyectándolos a altas presiones por el pozo.

El número total de etapas depende de las propiedades de la formación y la orientación y longitud del pozo. Como la tecnología ha avanzado tanto, la longitud de los laterales²² y el número de etapas por pozo está tendiendo a aumentar²³. El número de etapas por pozo pueden varias, de diferentes fuentes se puede sugerir

¹⁹ LEE, DS; Herman, JD; Elsworth, D; Kim, HT; Lee, HS. (2011). A critical evaluation of unconventional gas recovery from the marcellus shale, northeastern United STATES. K S C E JOURNAL OF CIVIL ENGINEERING 15: 679-687.

²⁰ GWPC AND ALL CONSULTING (Ground Water Protection Council (GWPC) and ALL Consulting). (2009). Modern shale gas development in the United States: A primer. (DE-FG26-04NT15455). Washington, DC: U.S. Departamento de energía, Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory.

²¹ HYNE, NJ. (2012). Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling and production. In Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling and production (3 ed.). Tulsa, OK: PennWell Corporation.

²² **Laterales:** Secciones del pozo donde se consideran ya horizontales las cuales comienzan después de la desviación o kickoff y se extienden en paralelo con la formación objetivo.

²³ PEARSON, CM; GRIFFIN, L; WRIGHT, CA; WEIJERS, L. (2013). Breaking up is hard to do: creating hydraulic fracture complexity in the Bakken central basin. In 2013 SPE hydraulic fracturing technology conference. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.2118/163827-MS>

pozos de entre 10 y 20 etapas²⁴. El rango completo reportado en la literatura es mucho más amplio, con una fuente que documenta entre 1 y 59 etapas por pozo²⁵.

Las fracturas inducidas son diseñadas para alcanzar el drenaje óptimo de hidrocarburos del yacimiento. Los ingenieros pueden diseñar sistemas de fractura usando software para modelar, que requiere una cantidad significativa de datos de la formación como, permeabilidad, porosidad, esfuerzos, mineralogía y las ubicaciones de las diferentes formaciones geológicas entre otros factores²⁶.

Durante el fracturamiento, el monitoreo microsísmico puede ser usado para caracterizar las fracturas horizontales y verticales aisladas. El monitoreo después del fracturamiento de la presión y los trazadores pueden ayudar a caracterizar los resultados del fracturamiento hidráulico.

2.4 RECUPERACIÓN Y TRATAMIENTO DEL FLUIDO

Cuando la presión de inyección se reduce al final del proceso de fracturamiento, la dirección del flujo de fluido se revierte, con algunos fluidos inyectados para el fracturamiento hidráulico, que viajan a través del pozo y llegan hasta la superficie, junto con algunos fluidos provenientes del yacimiento. El fluido es inicialmente una porción del fluido inyectado, que decrece sobre las primeras semanas o meses, mientras el agua producida proveniente del yacimiento forma la mayor parte de ese fluido.

²⁴ GNB (Government of New Brunswick). (2013). Responsible environmental management of oil and natural gas activities in New Brunswick - rules for industry. New Brunswick, Canada. Disponible en: <http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf>

²⁵ Pearson. Op. Cit, p. 30

²⁶ HOLDITCH, SA. (2007). Chapter 8: Hydraulic fracturing. In JD Clegg (Ed.), Petroleum engineering handbook (pp. IV-323 - IV-366). Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://store.spe.org/PetroleumEngineering-Handbook-Volume-IV-Production-Operations-Engineering-P61.aspx>

El refluj o contrafluj o y el agua producida, es almacenado in situ como cualquier otro desecho líquido de la plataforma en tanques o en piscinas. Estos desechos son transportados fuera de la locación en tanques o en tuberías. La mayor parte de estas aguas contaminadas tienen como finalidad, la reinyección en pozos inyectoros tipo II(reinyección de fluidos contaminados) regulados en el caso de EE.UU. por el programa UIC (underground injection control), bajo el acto para la seguridad del agua potable. Otras estrategias de manejo incluyen el tratamiento y posterior descarga en los cuerpos de agua superficiales, o reutilización para posteriores operaciones de fracturamiento hidráulico.

La decisión del manejo que se le aplique al agua contaminada depende de varios factores como el costo (incluyendo costo del almacenamiento y transporte), disponibilidad de facilidades para tratamiento, reutilización, o disposición. El manejo de las aguas residuales es aun otro aspecto relacionado al fracturamiento con el fin de producir hidrocarburos, que se está pasando por cambios significativos. En la figura 8 se puede observar una piscina de desecho de una operación de fracturamiento hidráulico en Arkansas, EE.UU.

Figura 8. Piscina de desecho de una operación de fracturamiento hidráulico en Arkansas, EE.UU



Fuente: Caroline E. Ridley(U.S EPA)

2.5 PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Después del fracturamiento hidráulico, el equipo de perforación es retirado de la locación, y se produce la recuperación del lugar (en caso de que no se tenga planeado perforar más). Los operadores deben tratar las piscinas, realizar los rellenos, y restaurar los campos donde ya no sé va a trabajar. Lugares de la locación son resembrados y se reduce el tamaño de la plataforma, donde va a estar ubicada la cabeza del pozo, por ejemplo, de 1 a 2 hectáreas durante la perforación y le fracturamiento, pasa a tener de 1 a media hectárea durante la producción²⁷.

²⁷ NYSDEC (New York State Department of Environmental Conservation). (2011). Revised draft supplemental generic environmental impact statement (SGEIS) on the oil, gas and solution mining regulatory program: Well permit issuance for horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing to develop the Marcellus shale and other low-permeability gas reservoirs. Albany, NY: NY SDEC. Disponible en: <http://www.dec.ny.gov/energy/75370.html>

La extracción de gas natural de un pozo horizontal requiere el uso de más agua que los pozos verticales tradicionales, la cantidad de agua requerida por pozo oscila entre uno y tres millones de galones de agua²⁸. Los productores de gas deben identificar y obtener los permisos de las agencias reguladoras estatales para retirar el agua de arroyos o ríos, las cuales limitan la extracción de agua para proteger la vida acuática y los recursos de la población. Las nuevas tecnologías, permiten a los productores reciclar y reutilizar casi toda el agua utilizada en el proceso de terminaciones.

El agua que se utiliza para la fractura hidráulica es transportada hasta el sitio del pozo donde se mezcla cuidadosamente con arena y otros agentes lubricantes. Puede tomar varios días completar el proceso de estimulación, y requiere una vigilancia continua para garantizar la seguridad de los trabajadores y la protección del medio ambiente.

Los productores de gas natural reconocen que el proceso de perforación y terminación no está exento de inconvenientes a corto plazo. Por ello algunos miembros de estas compañías se comprometen a trabajar para desarrollar planes de gestión vial que aseguren la reparación oportuna y la seguridad de los conductores sobre las carreteras.

Los yacimientos no convencionales suministran nuevas formas de energía, que se convirtieron en un reto al momento de explotarlos ya que se requiere de una alta gama de tecnología para así garantizar los niveles de producción, pero en los últimos años se ha suscitado la búsqueda del gas proveniente de arenas apretadas (tight gas) y shale gas, debido a la demanda de gas natural en el mundo.

Los yacimientos no convencionales representan una oportunidad para impulsar el desarrollo de la economía de quien los desarrolle; Actualmente, son importantes para muchas naciones. Estados Unidos produce volúmenes sustanciales de gas

²⁸ Información suministrada por el instituto colombiano de petróleo ICP, Colombia. Mayo, 2017.

natural proveniente de yacimientos de tight sands, shales y coalbed-methane. Hoy en día, más del 25% de la producción de gas en EEUU es recuperada de yacimientos no convencionales apretados y en Canadá, más del 25% es obtenido de las arenas bituminosas.

Otros países como Australia, Argentina, Egipto, Canadá y Venezuela producen gas de yacimientos de bajas permeabilidades. Sustanciales cantidades de gas se encuentran acumuladas en entornos que difieren de las trampas de crudo convencionales. Estos son llamados gas no convencional y ocurre en “tight” (relativamente impermeable) sandstone (Tight Gas), en fracturas o absorbido en la matriz de Shales (Shale Gas), absorbido en mantos de carbón (Coal Bed Gas), asociado con hidratos, etc.

Las diferencias que hay entre el fracturamiento de yacimientos convencionales y el de lutitas o shale son muchas, pero principalmente hay dos, en la presión y en el volumen de fluido y material propante (arena) necesario para lograr la fractura. Las arenas, calizas y dolomitas (yacimientos convencionales) se fracturan con presiones inferiores a 5000 libras por pulgada cuadrada (psi), dependiendo de la profundidad; mientras que una lutita a igual profundidad requiere 10 veces más presión.

Esta diferencia lleva a una longitud de fractura mucho mayor en las lutitas que en las arenas o calizas. Por otro lado, generalmente los yacimientos convencionales se fracturan a través de pozos verticales, mientras que en las lutitas se hace a través de pozos horizontales, logrando un mayor volumen de cobertura de roca, maximizando el área de flujo; lo cual es necesario por la ausencia de permeabilidad.

Estas diferencias llevan a la necesidad de mayor material propante y volumen de fluido de fractura en las lutitas. Mientras que para fracturar una arena se requieren algunas decenas de barriles de fluido y material propante (generalmente sintéticos), en las lutitas se requieren aproximadamente 3 millones de galones de agua²⁹ (se utiliza agua por cuestión de costos) y más de 500 toneladas de arena, por pozo.

Tabla 3. Estadísticas del fracturamiento hidráulico convencional

País	Trabajos de fracturamiento / año
USA	20000 – 30000
RUSIA	9000
ARGENTINA	4000 – 6000
MÉXICO	5000
VENEZUELA	2000

Fuente: VANEGAS, Oscar. Riesgos en Colombia por el fracking de lutitas.

Tabla 4. Estadísticas del fracturamiento hidráulico convencional en Colombia

Compañía	# Pozos fracturados
HOCOL	80%
PETROBRAS – GUANDO	100%
PETROBRAS – RIO CEIBA	95%
ARGOSI	80%
BP	80%

²⁹ CLARK et al. (2013), JIANG et al. (2014), and NICOT and SCANLON (2012) citado por: U.S. Environmental Protection Agency. 2015. Analysis of Hydraulic Fracturing Fluid Data from the FracFocus Chemical Disclosure Registry 1.0. Office of Research and Development, Washington, DC. EPA/601/R-14/003. p. 20

ECOPETROL

5%

Fuente: VANEGAS, Oscar. Riesgos en Colombia por el fracking de lutitas³⁰.

Sí, se hace en yacimientos convencionales desde hace más de 50 años. Por ejemplo, Petrobrás en los campos Guando y Río Ceibas ha fracturado más del 95% de los pozos; BP ahora Equion y Hocol más del 80%. Ecopetrol es la empresa que menos ha utilizado esta técnica (más o menos el 5% de sus pozos).

Desde la ronda 2012 la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha adjudicado o autorizado 19 bloques para este fin, los cuales se encuentran en la etapa macro exploratoria, sin llegar aún al fracturamiento hidráulico como tal.

3 DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

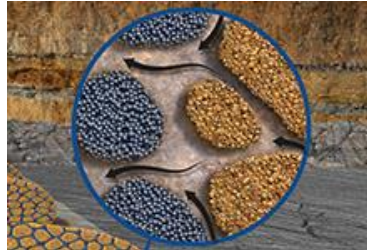
3.1 CHANNEL FRACTURING O HIWAY

Un fracturamiento convencional se basa en la inyección de fluidos en dos etapas de flujo. La primera es llamada etapa de colchón, donde el fluido libre de propante es inyectado a un caudal y presión tal para generar la fractura. En la segunda etapa, conocida como etapa de lechada de propante, se ubica el material apuntalante en la fractura, permitiendo que los canales permanezcan abiertos. En esta técnica se deben crear empaques de propante que formen pilares dentro de

³⁰ Ibíd. p. 34

la fractura. Para lograrlo es necesario que la segunda etapa de flujo consista de pulsos alternados de fluido cargado y libre de propante³¹.

Figura 9. Channel Fracturing



Fuente: Schlumberger³²

3.2 FRACTURAMIENTO MULTITAPAS

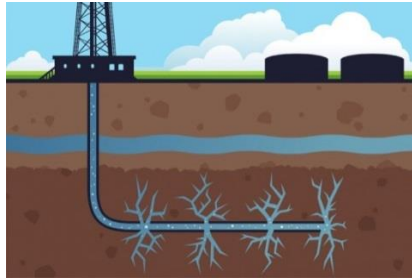
El fracturamiento hidráulico multietapas³³ es la técnica de estimulación más usada en yacimientos de Shale Plays. A fin de optimizar los procesos, se han realizado modificaciones en esta técnica, ya sea en el completamiento (sistemas hueco abierto), en los fluidos (inyección por etapas) o en el propante (uso de cerámicos). Con el fin de incrementar el volumen de yacimiento estimulado (SRV), aumentar la conductividad de las fracturas hidráulicas, lo que finalmente influirá de forma positiva en la producción.

³¹ RUEDA, E. J. (2015). Análisis de las tecnologías operacionales de fracturamiento hidráulico en yacimientos de shale plays utilizadas a nivel mundial. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. 2015.124p

³² SCHLUMBERGER. (2016). Salik Local-Sand-Enabled Flow-Channel Fracturing Service Recuperado el Marzo de 2017, Disponible en: <http://www.slb.com/services/completions/stimulation/sandstone/salik-local-sand-fracturing.aspx>

³³ RUEDA. Óp. cit., p. 40.

Figura 10. Fracturamiento Multietapas



Fuente: defonline.com.ar³⁴

3.3 FRACTURAMIENTO MULTILATERAL

La técnica de fracturamiento multilateral facilita la explotación de yacimientos de Shale Plays que por su espesor y heterogeneidad requieren diseños específicos para el fracturamiento de cada sección. Al perforar dos secciones horizontales a partir de un pozo vertical se reducen los costos y los requerimientos en superficie, además con esta práctica se aumenta el volumen de yacimiento estimulado. Esta técnica es útil ya que proporciona soluciones a ciertas operaciones que tienen limitaciones en superficie para llevarse a cabo.

Si bien la operación de fracturamiento multilateral se enfoca en la perforación, se requiere el uso de uniones temporales nivel 5 (L5) para estimular las secciones horizontales. Estas uniones son empleadas para dar sello a altas presiones y lograr así el fracturamiento. A causa de lo anterior, se afirma que los acoples de herramientas convierten al fracturamiento multilateral en una técnica diferente a las de perforación y cementación. Cabe destacar que un pozo multilateral puede acomodarse a cualquier tipo y programa de fracturamiento con presiones

³⁴ ROCA, Mariano. El debate sobre el fracking [en línea].[Argentina]: DEFONLINE.COM.AR. Jul. 2010. [Recuperado el Marzo de 2017]. Disponible en: <http://www.defonline.com.ar/?p=18316>

superiores a los 12.500 psi y con aislamiento completo de las juntas laterales, usando equipos y técnicas convencionales³⁵.

Algunas ventajas significativas en la aplicación de fracturamiento multilateral son:

- Considerando la perforación de los pozos verticales, revestimiento y cementación, un pozo multilateral sustituye el costo de dos pozos convencionales.
- Se requieren menos facilidades de superficie.
- Se obtienen mayores eficiencias operacionales al reducir los costos de perforación, taladros de workover, unidades Coiled Tubing, y facilidades para el fracturamiento.
- Disminución del tiempo en pozo cuando se perfora o cuando se completa de forma multilateral.
- Reducción de permisos, pozos, costos de limpieza y tiempo por sitio lo que produce una disminución de los impactos en el medio ambiente.
- Menor tiempo al perforar pozos multilaterales en comparación con pozos separados. Esto genera una mejor utilización de la mano de obra y un eficiente empleo de los recursos.

3.4 SIMUL-FRAC

De acuerdo con Rueda³⁶, es una técnica en la que secciones adyacentes de un yacimiento son fracturadas hidráulicamente, al mismo tiempo, en mínimo dos pozos, que son perforados en el sentido del esfuerzo horizontal mínimo. Algunos (pero no todos) son perforados a la misma profundidad. Los pozos son estimulados en sentido “Toe to Heel” por etapas de forma simultánea. El objetivo es ubicar las fracturas hidráulicas lo más cerca una de otra para tomar ventaja de la región de esfuerzos tensiles cerca al perímetro de la fractura.

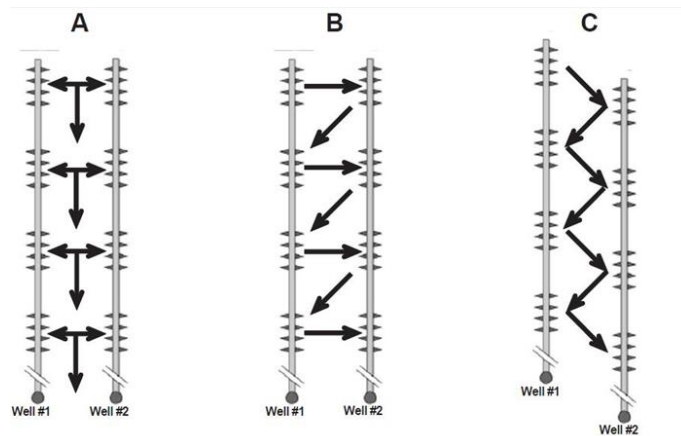
³⁵ RUEDA. Óp. cit., p. 40.

³⁶ RUEDA. Óp. cit., p. 40.

3.5 ZIPPER Y ZIPPER MODIFICADO

Esta técnica se basa en la estimulación secuencial de pozos paralelos. Debido a la perturbación de los esfuerzos en las fracturas de cada uno de los pozos se crea una red de fracturas compleja y densa lo cual aumenta el SRV. En la siguiente figura se muestra un esquema de las técnicas *Simul-frac*, *Zipper* y *Zipper modificado*.

Figura 11. Esquemas de las estimulaciones tipo Simul, Zipper y Zipper modificado



Fuente: MARISELA, 2013³⁷.

La figura anterior describe cada una de las técnicas en:

- Simul-Frac (A): Estimulación de dos o más pozos paralelos de forma simultánea. También se mejora la estimulación de las fracturas naturales³⁸.

³⁷ MARISELA, e. a. Quantitative Evaluation of Completion Techniques on Influencing Shale Fractura "Complexity". (2013). En: . Brisbane, Australia: International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing.

³⁸ RUEDA. Óp. cit., p. 73.

- Zipper-Frac (B): Operación secuencial en la que el campo residual de esfuerzos, producto de la estimulación de cada una de las etapas del pozo 1, es aprovechado para mejorar la estimulación de las fracturas hidráulicas en la estimulación de las etapas del pozo 2³⁹.
- Zipper Modificado (C): Las fracturas son diseñadas de manera tal que no queden una frente a la otra, sino que haya un desfase. De esta manera, se puede disminuir el espaciamiento entre pozos y se puede alcanzar un mayor SRV gracias a que la perturbación de esfuerzos producto de una fractura del pozo 1 afecta a la fractura más cercana del pozo 2⁴⁰.

3.6 FRACTURAMIENTO CON UNIDADES HÍBRIDAS DE COILED TUBING

Los sistemas de unidades híbridas compuestos por jointed tubing (JT) y Coiled tubing (CT) en un mismo trabajo proveen la flexibilidad de las unidades CT y tuberías de grandes OD para operaciones a grandes profundidades.

3.6.1 Procesos Downhole Mixing (DMP)

Esta técnica usa hydrajets no explosivos y tapones de arena para el aislamiento. La mezcla de fondo se logra mediante el bombeo a alto caudal de fluido no abrasivo por el anular, que se mezcla en el fondo con un fluido cargado de propante que es bombeado a baja rata a través del tubing (ver figura siguiente). En pozos con secciones horizontales cortas, una unidad de Coiled tubing (CT) convencional puede ser usada, en el caso de pozos con secciones horizontales más largas son necesarias unidades híbridas⁴¹.

³⁹ Ibíd. p. 45

⁴⁰ Ibíd. p. 46

⁴¹ Ibíd. p. 50-55

3.6.2 La técnica DMP

Facilita la colocación de un número ilimitado de etapas de fracturamiento en una sección lateral es un solo viaje. Permite, además, manipular, en tiempo real, el caudal y la concentración de propante en función de la presión del yacimiento. Esto posibilita un incremento en la presión neta y en la creación de redes de fracturas más complejas y por lo tanto se estimula de manera más eficiente el yacimiento⁴².

3.6.3 Unidades de Coiled Tubing híbridas

Están constituidas de una combinación de secciones de grande OD unidas al CT en una misma sarta. El uso de juntas de tubería aumenta el tiempo para RIH (running in hole) en comparación con una unidad CT convencional. Otro componente importante es el uso de válvulas de seguridad en superficie y fondo, que hacen posible mantener el control del pozo. Esta técnica se convierte en una alternativa para los Shale Plays ya que elimina el sistema plug and perf y es más agresiva en caudales y concentraciones de propante⁴³.

4 FLUIDO DE FRACTURA

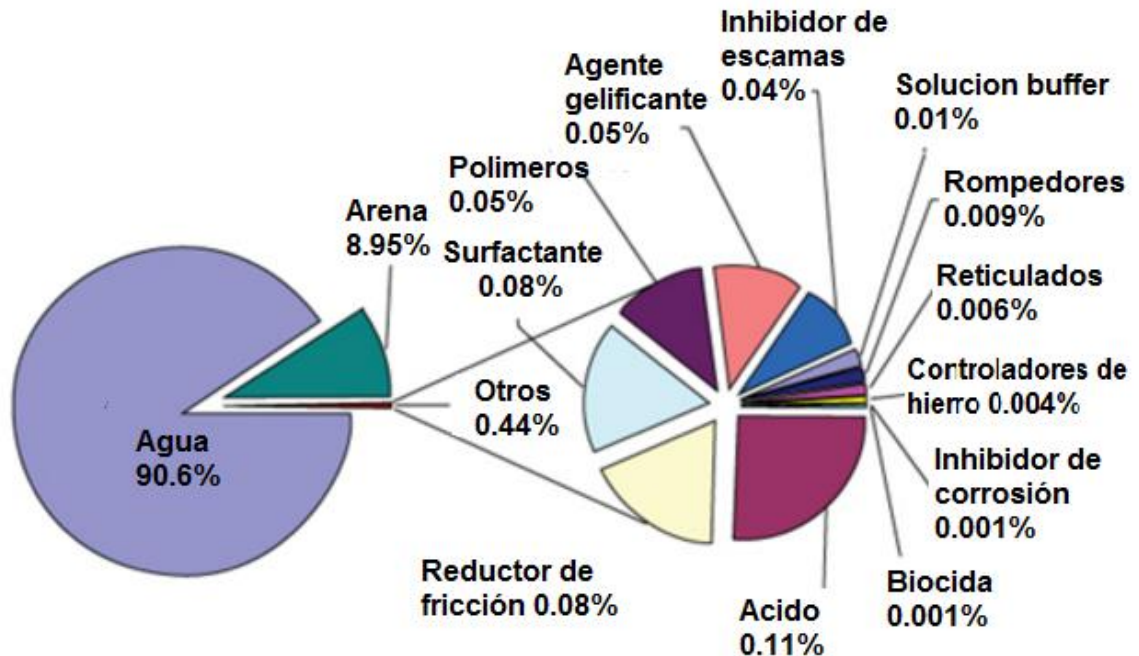
Uno de los parámetros más importantes para lograr éxito en la técnica de fracturamiento hidráulico es contar con un óptimo fluido fracturante, ya que es el encargado de realizar la fractura y a su vez soportarla para lograr el objetivo final, una mayor producción de hidrocarburos o gas. El fluido de fractura también llamado gel de fractura es una suspensión de tipo coloidal de partículas sólidas en un líquido, que cuando coagula adquiere cierta rigidez y elasticidad⁴⁴.

⁴² *Ibíd.* p. 55

⁴³ *Ibíd.* p. 62-63

⁴⁴ EPA. *Óp. Cit.* p. 120-132

Figura 12. Composición del fluido de fractura



Fuente: (modificada de Bohm et al, Consulting 2008)

El proceso de fractura consiste en la inyección de diferentes etapas de distintos tipos de fluido:

4.1 Fluido Pre-pad (Primera fase)

Es un fluido que no contiene material propante, típicamente el primer aditivo es ácido (hipoclorito) en una concentración del 3% - 28% y su función es ajustar el PH, limpiar los desechos de la cementación y disolver cualquier rastro de roca que pueda bloquear durante el proceso⁴⁵.

4.2 Fluido de relleno (Pad- Segunda fase)

No contiene material soportante y es el encargado de iniciar y propagar la fractura.

⁴⁵ PAZMIÑO J.. Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico. PEMEX (2011), Documento Guía para Fracturamientos Hidráulicos Apuntalados y Ácidos. México, D. F. (2004)

Durante la propagación de la fractura, el fluido entra en la formación productora y se tiene el fenómeno de filtrado o “leakoff”; es decir entra al yacimiento, crea la fractura y construye una costra en la pared de la fractura (filter-cake).

El volumen de fluido necesario para el proceso es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de residencia dentro de la fractura.

Por el hecho de ser uno de los primeros fluidos en inyectar y que la mayoría de este es absorbido por la formación, es llamado el fluido de sacrificio, para posteriormente inyectar el fluido con propante o lechada⁴⁶.

4.3 Fluido con agente soportante o lechada (Tercera fase)

Contiene material propante (el más común arena) con agentes gelificantes que ayudan a aumentar la viscosidad y a la movilidad del propante y es el encargado de mantener la fractura con el ancho deseado⁴⁷.

Este fluido es inyectado por fases aumentando la concentración hasta el final del tratamiento, los valores de la concentración del propante depende de la habilidad de transporte del mismo con el fluido y/o la capacidad de aceptación del yacimiento y la creación de la fractura. A su vez la cantidad de fases es dependiente de la distancia del pozo. En caso de una excesiva concentración puede dificultar el transporte del propante y el que exista alto filtrado puede causar heterogeneidades en el yacimiento, tales como fisuras naturales⁴⁸.

⁴⁶ *Ibíd.* p. 2

⁴⁷ *Ibíd.* p. 2

⁴⁸ *Ibíd.* p. 3

4.4 Fluido de limpieza Flush (Cuarta fase)

Es el encargado de desplazar la suspensión desde el pozo a la punta de la fractura.

Durante la inyección de este fluido hay que tener precaución de no exceder el desplazamiento, ya que podría presentarse un estrangulamiento de la fractura, que ocasionaría una disipación de la presión de fracturamiento y el consiguiente cierre de la fractura.

4.5 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA

Los fluidos de fractura son clasificados según los aditivos que contengan y las funciones que cumplan, los más comunes se describen en la siguiente tabla:

Tabla 5. Clasificación de los fluidos de fractura

Tipo de fluido	Descripción y características	Aplicación
Fluido base agua lineal	<ol style="list-style-type: none">1. Su viscosidad es debida solo al polímero base.2. Como fluido base suele usarse agua fresca, de pozos, ríos, lagunas o salmuera de la formación.3. Poseen baja viscosidad	<ol style="list-style-type: none">1. Limpieza de la formación2. Reservas no propensas a formar emulsiones.3. Bajas concentraciones de propante a altas velocidades.4. Disminuir el daño generado en las formaciones.
Fluido base agua reticulado (Crosslinked water-based)	<ol style="list-style-type: none">1. Agua gelificada con un polímero y reticulada con ion metálico el cual une las moléculas del polímero, aumentando su peso molecular y así su viscosidad.2. Más utilizados3. Baratos, por ser el agua un líquido fácilmente disponible.	<ol style="list-style-type: none">1. Para formaciones de crudo o gas no sensibles al agua.2. Usados en amplio rango de temperaturas.3. Excelente propiedades de transporte de propante.4. Mejor control de pérdidas de filtrado que en los fluidos lineales.5. Usado para crear fracturas largas.

Tipo de fluido	Descripción y características	Aplicación
Fluido base hidrocarburo o aceite	<ol style="list-style-type: none"> 1. Fluido base: aceite, diésel o crudo. 2. El hidrocarburo puede obtenerse directamente de la formación. 3. Baja potencia hidráulica para fracturar. 4. Peligroso al fuego y costoso. 5. Elevadas pérdidas por fricción. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Formaciones sensibles al agua. 2. Suficiente viscosidad para transporte de propante. 3. Usado para un amplio rango de temperaturas.
Emulsiones	<ol style="list-style-type: none"> 1. Emulsión de crudo en agua: Fase exterior: Agua gelificada. Fase interior: Diesel, crudo. 2. Requieren altas presiones de bombeo. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Formaciones sensibles al agua. 2. Excelente control de pérdida de fluido. 3. Buena viscosidad para el transporte de propante.
Espumas	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mezcla de gas (nitrógeno o dióxido de carbono) con líquido gelificado (agua y aceite) y un agente espumante. Típicamente 60 a 80% de gas. 2. Poseen propiedades Geológicas similares a los fluidos base agua. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Formaciones sensibles al agua. 2. Bueno para bajas presiones. 3. Buen control de pérdida de fluido para formaciones de baja permeabilidad. 4. Suficiente viscosidad para el transporte del propante. 5. Se usan base agua base aceite.
Ácidos gelificados	<ol style="list-style-type: none"> 1. Hidratación de derivados celulósicos directamente en la solución acida. 2. El ácido reacciona cuando el gel ha roto (ha disminuido su viscosidad) 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Para pozos que requieren fracturas de gran longitud 2. Cuando se requiere tratamiento ácido y fracturamiento hidráulico al mismo tiempo.
Fluidos visco elásticos base surfactante (VES)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Fluido base: agua. 2. Compuestos por surfactantes de bajo peso molecular que forman micelas que aumentan la viscosidad. 3. Propiedades viscosas y elásticas. 4. Rompen al contacto con el crudo en la formación. 5. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Para formaciones de baja temperatura. 2. Trabajos a poca profundidad. 3. Cuando se requiere que el fluido no deje residuo. 4. Usados para mejorar el

Tipo de fluido	Descripción y características	Aplicación
	Inestables a altas temperaturas.	daño a las formaciones.

Fuente: CASTA, Diana C.; MONSALVE, Eda. 2008⁴⁹

Los fluidos base agua son los más utilizados ya que es el recurso base con mayor disponibilidad, adicional a esto tiene excelentes propiedades de transporte, dan mayor cabeza hidrostática, no representan mayor riesgo pues no son combustibles, adquiere viscosidad fácilmente y es controlable.

Como todo fluido también tiene sus desventajas, si no existe una buena caracterización de propiedades del agua utilizada como base, puede acarrear serios problemas operacionales cuando se preparan esta clase de geles. Por ejemplo: altas cantidades de residuos, precipitación de metales, el gel no adquiere la viscosidad adecuada al agregar la concentración de polímero, etc.

Este tipo de fluidos base agua también se dividen en dos tipos: lineales y fluidos reticulados o entrecruzados.

Tabla 6. Clasificación de fluidos lineales y fluidos reticulados.

Lineales	Reticulados
Usado para remoción del daño a la formación(limpieza)	Penetración profunda y excelente colocación del propante en la fractura
Baja estabilidad a altas temperaturas	Alta estabilidad a altas temperaturas
Para aumentar su viscosidad se debía aumentar la carga del polímero	Se obtienen mejores viscosidades sin aumentar la carga del polímero

⁴⁹ CASTAÑEDA, Diana. DETERMINACION Y ANALISIS DE UN FLUIDO DE FRACTURA OPTIMO PARA LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN EL AREA DE YARAGUI-CANTAGALLO. YARAGUI-CANTAGALLO. Trabajo de grado ingeniero químico. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería química. 2008.102p.

Se filtran más fácilmente hacia la formación	Más eficientes en el control de filtrado (baja filtración hacia la formación)
Poca capacidad de transporte por su baja viscosidad (14 cp a 30 cp)	Mejor capacidad de transporte por u elevada viscosidad (100 – 1000 cp)

Fuente: modificado de Determinación y análisis de un fluido de fractura óptimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área de yaragui-cantagallo, 2008 pag 29

4.5.1 PROPANTES

Como anteriormente se mencionó el fluido de fractura es un gel que contiene partículas en suspensión y son conocidas como propantes. Su función es jugar un papel de agente soportante durante el proceso de fractura. Las concentraciones más utilizadas del propante en el fluido son en un rango de 5%-9%⁵⁰.

Los agentes soportantes o propantes más comunes son: arena (la más común por su disponibilidad), cascara de nuez, pedazos o bolas de acero (o aluminio), esferas de vidrio de alta resistencia, arenas revestidas con resinas, bauxita y bauxita sintetizada, cerámicos y cerámicos revestidos con resina⁵¹.

4.5.2 ADITIVOS

Hoy en día además de los propantes, al fluido se le agregan aditivos para optimizar sus características. Los aditivos (químicos) deben ser compatibles con la formación y el fluido de la misma para lograr su objetivo. Típicamente las concentraciones de estos están entre el 2% o menos del fluido. Los aditivos más comunes se describen a continuación:

⁵⁰ CASTELLANOS, Duvan y VALENZUELA, Lorena, Manual de buenas prácticas ambientales y sociales de la industria petrolera en el fracturamiento hidráulico para el área upstream. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga:Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. 2016.192p.

⁵¹ Ibíd. p. 124-141

4.5.2.1 Bactericida o Biosida.

Se agregan para detener el crecimiento de bacterias anaerobias en la formación, que a su vez previenen la degradación del polímero mientras el almacenamiento en superficie del fluido de fractura. Otras de sus funciones es reducir la viscosidad del fluido por medio de la reducción del peso molecular del polímero base y reducir los iones sulfato a sulfuro de hidrogeno H₂S (Un gas extremadamente peligroso de mal olor).

Los bactericidas solo son necesarios en los fluidos con base agua los base aceite no son necesarios.

4.5.2.2 Inhibidor o estabilizador de arcilla

Detienen degradación de polímeros, ya que esta aumenta con los cambios de temperatura. A su vez los estabilizadores previenen la dispersión de las partículas de arcilla.

Por lo general se utiliza una solución de KCl (1% Y 3% para minimizar el daño causado por el fluido de fractura) o aminas cuaternarias.

4.5.2.3 Solución buffer o controladores de PH.

Controlan el PH durante las reacciones de hidratación del polímero y gesticulación, ya que son estables a cualquier cambio de temperatura. Se utilizan ácidos y/o bases y los más recomendados son los ácidos orgánicos.

4.5.2.4 *Surfactantes*

Previenen las emulsiones, bajan la tensión superficial y los cambios de mojabilidad, todo esto gracias a su estructura molecular hidrofílica y a su vez hidrofóbica. Son utilizados para el post tratamiento del fracturamiento.

4.5.2.5 *Polímeros*

Otorga viscosidad al fluido para el transporte del propante incluso a temperatura ambiente y ayuda a propagar la fractura. Uno de los polímeros utilizados son el goma Guar, que es de cadenas largas y alto peso molecular, compuesto por dos azúcares (manosa y galactosa).

También se utiliza el hidroxipropilguar (HPG) que es la combinación de guar con propileno, este se consideraba menos dañino que el guar pero estudios recientes revelan que generan igual daño a la formación. Su diferencia es que el HPG es más soluble en alcohol que el guar debido a la adición de menos sustituyentes hidrofílicos.

Y por último tenemos los derivados celulósicos (hidroxietilcelulosa HEC) que son utilizados cuando se desea un fluido muy limpio, es decir libre de residuos.

4.5.2.6 *Reticulados (crosslinker)*

Aumentan la viscosidad del fluido por medio de la unión de cadenas de polímero, mejoran el transporte del propante y estabilidad térmica. Los más utilizados son los iones de boratos ya que son considerados los más limpios.

Las reacciones reticulares ocurren a altos PH y su valor típico del fluido de fractura al cual el reticulado es eficiente, están entre 9,8 y 10,2.

4.5.2.7 Rompedores

Reduce la viscosidad del fluido de fractura por medio de la degradación del gel, esto con el fin de facilitar el retorno a superficie (backflow). Los métodos de rompimiento más frecuentes son: oxidantes, oxidantes encapsulados, ácidos débiles y enzimas.

Las enzimas son las más utilizadas ya que son benignas ambientalmente y eficientes, pero cuando son utilizadas se recomienda escoger bien el tipo para prevenir una hidrólisis al azar del polímero, que causa una degradación parcial y generación de residuos. Los oxidantes tienen desventaja porque tienen una reactividad no específica y los oxidantes por su reacción con cualquier sustancia disponible incluyendo los tubos de perforación.

Tabla 7. Compuestos utilizados en el fracking

COMPUESTO	PROPÓSITO	USOS COMUNES
Ácidos	Ayuda a disolver los minerales e iniciar fisura en la roca (pre fractura)	Limpiador de piscinas
Cloruro de sodio	Permite un desglose retardado de las cadenas del polímero gel.	Sal de mesa
Poliacrilamida	Minimiza la fricción entre el fluido y el tubo.	El tratamiento de agua, acondicionador de suelos.
Etilenglicol	Previene las incrustaciones de cal en el tubo.	Anticongelante automotriz, agente de deshielo, limpiadores para hogar.
Sales de Borato	Mantiene la viscosidad del crudo cuando la temperatura aumenta.	Detergente de lavandería, jabón de tocador, cosméticos.

COMPUESTO	PROPÓSITO	USOS COMUNES
Sodio/ potasio Carbonato	Mantiene la eficacia de otros componentes, tales como agentes de reticulacion.	Sosa, detergente, jabón, suavizador de agua, vidrio, cerámica.
Glutaraldehido	Elimina las bacterias en el agua.	Desinfectante, Esterilización de equipos médicos y dental.
Goma Guar	Espesa el agua para suspender la arena.	Espesante en cosméticos, productos de panadería, helados, pasta de dientes, salsas.
Acido critico	Evita la precipitación de óxidos metálicos.	Aditivo en alimentos y bebidas.
Isopropanol	Se utiliza para aumentar la viscosidad del fluido de fractura.	Detergentes para los cristales, antitranspirante, coloración de cabello.

Fuente: PAZMIÑO, 2004⁵².

4.6 PROPIEDADES IDEALES DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA

Para que un fluido de fractura cumpla con las expectativas, debe cumplir con la mayor cantidad de las propiedades deseadas y a su vez causar el menor da; o posible a la formación. Las propiedades son:

4.6.1 Habilidad para transportar y suspender el material propante

Esta propiedad depende de la naturaleza del fluido, puede haber perfecta suspensión del propante o como en el caso de los fluidos lineales permitir algo de asentamiento en la fractura. Este factor es relativo y depende de las condiciones de pozo que desea fracturar: temperatura y profundidad de la fractura.

⁵² PAZMIÑO. Óp. cit., p. 39.

4.6.2 Eficiencia y bajas pérdidas de filtrado

El fluido de fractura debe tener una eficiencia moderada para lograr su objetivo, la penetración ideal con mínimos volúmenes de fluido y un buen transporte del propante para mantener la fractura. Para hacer efectivo lo anterior, por lo general se utiliza un fluido de fractura con altas viscosidades y controladores de filtrado.

4.6.3 Fácil remoción de la formación

Después de la operación de fracturamiento hidráulico es importante remover el fluido fracturante lo más rápido posible. Para la reducción en tiempo de la remoción es necesario disminuir la viscosidad del fluido para aumentar la movilidad del mismo. La disminución de la viscosidad por lo general se logra por medio del método de degradación termal (pozos de alta temperatura) y/o por degradación controlada, a través del uso de rompedores.

4.6.4 Compatibilidad con la formación y los fluidos

Esta propiedad se puede considerar una de las más importantes ya que si no existe, prácticamente el fracturamiento será un fracaso. Unos de los problemas que se pueden presentar son: hinchamiento de arcillas, migración de finos y/o arcillas, formación de emulsiones, formación de lodos con el crudo de la formación ocasionando taponamiento en lugar de estimulación, precipitaciones orgánicas e inorgánicas (scales), nubosidades debido a la precipitación de parafinas, etc.

4.6.5 Preparación simple, fácil y seguro

Por lo general en la preparación del fluido fracturante son utilizados una cantidad considerable de aditivos químicos que pueden afectar la salud de las personas que lo realizan. Es por esto que los aditivos deben ser seleccionados teniendo en cuenta la seguridad de los que lo manipulan.

4.6.6 Estabilidad a la temperatura de formación

Es una propiedad necesaria para que la viscosidad del fluido no cambie durante el tiempo del tratamiento, a causa de la variación en la temperatura.

4.6.7 Amigable ambientalmente

El fluido fracturante después de terminada la operación de fracturamiento hidráulico es removido por medio del flowback, retornándolo a superficie para ser tratado y reutilizado en otro pozo o en su defecto ser revertido en las fuentes hídricas. Por este último uso es importante que los aditivos que componen al fluido sean biodegradables o por lo menos fáciles de reducir su composición, y a su vez que cumplan con los porcentajes estándares de revertimiento a las fuentes hídricas. Ya que si no se cumple lo anterior puede repercutir en el daño de ecosistemas dentro de las fuentes hídricas, a causa de la contaminación química.

4.7 TRATAMIENTO DE LIMPIEZA DESPUÉS DEL TRATAMIENTO DE FRACKING

Con la ya importante industria de *fracking* establecida a nivel mundial, las demandas por el suministro de agua dulce están aumentando, así como la necesidad de procesar los grandes volúmenes de aguas residuales producidas. El tratamiento centralizado de las aguas residuales está surgiendo como una solución viable para la eficiencia a largo plazo en la gestión del abastecimiento de agua y el tratamiento de aguas residuales en la fracturación hidráulica. A medida que más pozos de fracturación hidráulica entran en operación, también lo hacen los volúmenes usados de aguas superficiales en relación a los grandes volúmenes de inyección utilizados en cada proceso de *fracking*.

Consecuentemente un importante volumen de aguas residual es generado a partir de pozos en los que se ha implementado este proceso, las cuales requieren eliminación o reciclaje. Hasta el 60% del agua inyectada en una cabeza de pozo durante el proceso tendrá retorno hacia superficie. A partir de entonces, y durante la vida útil del pozo, descargará miles de galones por día de aguas residuales. Estas aguas residuales necesitan ser capturadas, y eliminadas o recicladas.

Los procedimientos operativos de agua dulce y de aguas residuales que han estado en marcha desde finales de los años noventa están experimentando cada vez más rigurosas regulaciones gubernamentales sobre la disponibilidad de agua y las limitaciones de eliminación. Estos factores están llevando a los ejecutivos de petróleo y gas a reevaluar sus actividades actuales de utilización de agua con respecto al fracking y adoptar una perspectiva más unificada y de más largo plazo sobre su gestión del ciclo de vida del agua.

El acopio de aguas residuales para la evaporación en estanques superficiales, el transporte de camiones de agua a largas distancias a sitios de inyección de pozos profundos y el tratamiento de aguas residuales de retorno para su reutilización en los pozos son algunas opciones a corto plazo, pero las reglamentaciones de seguridad y medioambientales del gobierno cada vez mayores lo cual limita la disposición de aguas residuales.

Una solución que promete un enfoque realmente integral para tener en cuenta todos los aspectos de la gestión de la disposición final del agua dulce y de las aguas residuales en la producción de petróleo y gas, y optimizar la utilización de los recursos hídricos a lo largo de todo el ciclo de vida de la producción de pozos es la centralización esta no solo proporciona el tratamiento y la reutilización de las aguas residuales de retorno de un gran número de pozos cuando están fracturados, sino que también proporciona tratamiento y reutilización de las aguas residuales producidas para el ciclo de vida completa de los pozos.

Además, un sistema centralizado puede acceder y utilizar más fácilmente fuentes alternativas de agua, como las de las instalaciones municipales de aguas residuales, que de otro modo sería muy poco probable que se accediera. Inherentemente, los pozos que suministran petróleo y gas son procesos a largo plazo, generalmente excediendo los 20 años, pero las soluciones convencionales en juego para manejar los recursos de agua dulce y las aguas residuales están orientadas a corto plazo.

El concepto centralizado de gestión de aguas residuales está ganando impulso. En América del Norte, más de una docena de instalaciones centralizadas de tratamiento de aguas residuales que prestan servicios de perforación de petróleo y gas están ahora en producción o en desarrollo.

En muchas regiones de Estados Unidos, incluyendo Texas, Dakota del Norte y Montana, la inyección subterránea de pozo profundo es un método popular para la eliminación de fluidos de fracking y otras sustancias de las operaciones de extracción de petróleo y gas. Pensilvania eliminó el uso de la inyección de los fluidos en un pozo profundo hace algún tiempo. Las empresas de Fracking que operan en Pensilvania, que desean inyectar profundamente sus aguas residuales, deben transportarlas a Ohio para depositarlas. Esto abre otro conjunto de problemas potenciales relacionados con el transporte de grandes volúmenes de aguas residuales. Los municipios están preocupados por la seguridad de un gran número de camiones que viajan en caminos rurales y por pequeñas ciudades, y las implicaciones de seguridad para los residentes locales. Otra consideración es el impacto de las flotas de camiones pesados que viajan en estas carreteras.

4.7.1 Tratamiento de aguas residuales

Las aguas residuales asociadas con el aceite y la extracción de gas pueden contener altos niveles de sólidos disueltos totales (TDS), aditivos para fluidos de fracturación, sólidos suspendidos totales (TSS), compuestos de dureza, metales,

petróleo y gas, agentes desinfectantes de bacterias, bacterias y agentes radiactivos naturales.

Estos contaminantes son parcialmente una combinación de químicos y agentes inyectados profundamente en el pozo (9.000 pies y más profundos) que facilitan el fracking mediante la modificación de la química del agua para aumentar la viscosidad, transportar más arena y mejorar la conductividad. Efectivamente, el proceso de fracking está empujando el agua hacia abajo en la formación rocosa, tratando de acuñar las grietas rocosas abiertas. La arena se llena entre las grietas que el fluido hidráulico ha abierto.

Una vez que se realiza la fracking, gran parte del agua vuelve a subir el pozo como aguas residuales de *flowback*. Junto con ella se encuentran bacterias y características de la formación geológica, incluyendo minerales, materiales radiactivos, petróleo y gas. Algunos operadores de perforación eligen reutilizar una parte de las aguas residuales para reemplazar y / o suplementar el agua dulce en la formulación del fluido de fractura para un futuro pozo o volver a fracturar el mismo pozo. La reutilización del aceite y de las aguas residuales de gas depende, en parte, de los niveles de contaminantes en las aguas residuales y de la proximidad de otros sitios de fracturación que podrían reutilizar las aguas residuales. Esta práctica tiene el potencial de reducir las descargas a los estanques superficiales, minimizar la inyección subterránea de aguas residuales, conservar y reutilizar los recursos hídricos.

4.7.1.1 Soluciones móviles

Las soluciones móviles para tratar las aguas residuales en la cabeza del pozo permiten el reciclaje y la reutilización del flujo de retorno sin la necesidad de almacenar aguas residuales en los estanques superficiales en el sitio o de transportar aguas residuales de retorno para su eliminación en ubicaciones de inyección profunda. El tratamiento se personaliza para la geología de ese sitio del

pozo especificado. El inconveniente de las soluciones móviles en superficie es que no proporcionan procesamiento continuo para manejar las aguas residuales producidas, las cuales necesitarían ser procesadas potencialmente durante 20 años después de fracking.

4.7.1.2 Gestión centralizada del agua

El tratamiento centralizado de las aguas residuales está surgiendo como una solución viable para la eficiencia a largo plazo en la gestión del abastecimiento de agua y el tratamiento de aguas residuales en la fracturación hidráulica. Las instalaciones de tratamiento centralizadas manejan tanto el agua residual producida de los pozos de petróleo y gas dentro de una región, en un radio de 40 a 50 millas. Los ductos conectan todas las cabezas de pozo directamente con la planta de tratamiento central⁵³.

Las aguas residuales recibidas por la planta se identifican como provenientes de un pozo específico⁵⁴. Se especifican los requisitos de uso específicos para esa agua residual y luego se procesan las aguas residuales para satisfacer ese uso. Una vez procesado, las aguas residuales se canalizan directamente al sitio del pozo objetivo.

Los procesos centrales de tratamiento de aguas residuales pueden incluir⁵⁵:

- Separación trifásica primaria para eliminar el gas natural disuelto, el gel flotante, el aceite, la arena y los sólidos en suspensión, seguidos de almacenamiento para la igualación de la composición química y el flujo

⁵³ EASTON, Jeff . Fracking wastewater management. Obtenido de Is centralized treatment the way forward?[en línea][Estados unidos de America]: Water and waste water international, nov. 2015[citado el 15 de Abril del 2017] . Disponible en: <http://www.waterworld.com/articles/wwi/print/volume-28/issue-5/regional-spotlight-us-caribbean/fracking-wastewater-management.html>

⁵⁴ *Ibíd.* p. 8

⁵⁵ *Ibíd.* p. 8

- Separación secundaria utilizando flotación de aire o gas disuelto para la eliminación de una amplia variedad de contaminantes incluyendo polímeros, aceites y sólidos en suspensión. Se añade bactericida para controlar el crecimiento bacteriano
- Eliminación de metales por precipitación y eliminación de sales por ósmosis inversa
- Manejo de lodos para la desecación de sólidos recogidos.

Dichas plantas centralizadas pueden ser integradas con fuentes alternativas de agua para complementar las necesidades de agua dulce para fracking, tales como minas abandonadas, cuencas de control de aguas pluviales, efluentes de plantas de tratamiento municipal y agua de enfriamiento de plantas de energía.

Tales iniciativas están alineadas con los mandatos de la SRBC de Pennsylvania y su Departamento de Protección Ambiental, que enfatizan las tendencias futuras en el uso del agua para la perforación de petróleo y gas debería representar más reutilización para el fracking⁵⁶.

4.8 COMPARACIÓN ENTRE UN FLUIDO DE FRACTURA PARA UN YACIMIENTO CONVENCIONAL Y UNO NO CONVENCIONAL

Las fracturas se crean bombeando grandes cantidades de fluidos a alta presión en un pozo y en la formación de roca objetivo. El fluido hidráulico de fractura comúnmente consiste en agua, aditivos químicos y sustancias que abren y amplían las fracturas dentro de la formación rocosa. Estas fracturas pueden extenderse varios cientos pies lejos del pozo. Los apuntalantes como arena,

⁵⁶ *Ibíd.* p .10-12

pellets cerámicos u otras partículas pequeñas incompresibles - mantienen abiertas las fracturas recién creadas.

Los depósitos convencionales se encuentran a una gran profundidad de aprox. 4.000 a 5.500 metros. Los depósitos no convencionales en Alemania se encuentran a una profundidad de aprox. 1.000 metros. Una de las diferencias más importantes reside en el hecho de que el gas natural en los depósitos convencionales ya puede fluir, mientras que en los depósitos no convencionales tiene que ser obligado a fluir a través de las actividades de fracking.

En general se puede decir que no es el gas natural (metano) que es convencional o no convencional, sino el depósito en el que se puede encontrar. Los depósitos convencionales tienen que ver con la arenisca condensada a partir de la cual se produce el denominado "gas estanco". La arenisca, en contraste con el shale en reservorios no convencionales, es más porosa y por lo tanto más permeable para el gas natural. Para recuperar el llamado shale gas de depósitos no convencionales, los canales de flujo deben ser creados por actividades de fracking.

En yacimientos convencionales los requerimientos de agua son muchos menores en comparación de los yacimientos no convencionales como para el caso del gas natural, por ejemplo en un depósito de gas convencional se requiere ser bombeado alrededor de 300 y 400 metros cúbicos dentro del pozo, mientras para los no convencionales alrededor de 20.000 metros cúbicos dentro del pozo⁵⁷.

⁵⁷ DEA. Deutsche Erdoel AG (s.f.). Hydraulic fracturing. Obtenido de "Hydraulic stimulation increases production rate"[en línea][Alemania]: DEA Jun 2014. Disponible en: <http://www.dea-group.com/en/technology/production/hydraulic-fracturing>

Además debido a la diferencia de permeabilidades en cada caso las propiedades del propano inyectado y químicos se altera según el caso.

Los pozos de petróleo y gas convencionales usan, en promedio, 300.000 libras de propano, los tratamientos de fractura en capas de carbón utilizan entre 75.000 y 320.000 libras propano y en shale gas pueden ser usados más de 4 millones de libras de propano por pozo.

Tabla 8 Fracturamiento hidráulico en yacimientos convencionales y no convencionales

Fracturamiento hidráulico en yacimientos convencionales	Fracturamiento hidráulico en yacimientos no-convencionales
Usa agua mezclada con aditivos que fracturen y mantengan abiertas las fracturas	Usa agua mezclada con aditivos que fracturen y mantengan abiertas las fracturas
Presión necesaria para fracturar Entre 6000 y 6500 psi dependiendo del fluido de fractura (caso Cusiana Colombia USA) ⁵⁸	Presión necesaria para fracturar Entre 8400 - 10.000 psi dependiendo del fluido de fractura (caso Eagle Ford USA) ⁵⁹
Volúmenes requeridos:	Volúmenes requeridos:

⁵⁸ Fuente: Cárdenas J. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos, 2008 p 67-164

⁵⁹ VÁSQUEZ D. y MOLINA M. Consideraciones para el uso de fluidos energizados en el fracturamiento hidráulico de pozos en yacimientos no convencionales (shale plays), Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos 2016

Agua: 30.000-80.000 galones	Agua: 3'000.000 galones
Arena 300.000 libras	Arena: 4'000.000 libras

5 IMPLEMENTACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y SUS CONSECUENCIAS AMBIENTALES

Gracias al desarrollo del fracturamiento hidráulico junto con tecnologías de perforación horizontal, se han logrado contribuciones significativas a la industria de los hidrocarburos, permitiendo que yacimientos con grandes acumulaciones de petróleo y gas, muy baja permeabilidad y reducida porosidad se desarrollen de forma rentable, por ser el método más utilizado para incrementar las reservas y acelerar las tasas de producción de un campo.

En el sector de hidrocarburos se presentan diversos impactos ambientales, específicamente en el fracturamiento hidráulico los impactos van mucho más allá del agua. Hay impactos en uso del suelo, de contaminación sonora, de tráfico, sobre los cuales debemos pensar ampliamente en la protección ambiental sin dejar de lado la importancia en el aporte significativo que hace en el incremento de reservas de petróleo y gas a nivel mundial.

Llevar a cabo el fracturamiento puede no tener mayores complicaciones operacionales si se realizan de manera correcta, pero implican una serie de riesgos que, de no ser considerados apropiadamente, pueden convertirse en impactos adversos para el ambiente y las comunidades.

Estos riesgos son:

- Emisión involuntaria de hidrocarburos al ambiente (atmósfera y acuíferos dulces).
- Contaminación del agua dulce con aguas usadas en el fracturamiento.
- Afectación de fuentes superficiales debido a la captación para uso en proyectos de este tipo.
- Sismicidad inducida.
- Emisiones de gases de efecto invernadero.
- Riesgo químico.
- Otros impactos.

Estos riesgos son reales y severos, pero en su mayoría no son ajenos a la práctica convencional de esta industria y pueden ser manejados apropiadamente a fin de evitar consecuencias indeseables.

5.1 EMISIÓN INVOLUNTARIA DE HIDROCARBUROS AL AMBIENTE

Es cierto que en yacimientos muy someros las fracturas generadas en el proceso se pueden propagar hasta la superficie o hasta fallas naturales aledañas al pozo, y por esa vía los hidrocarburos, principalmente el gas natural, puedan llegar a los acuíferos superficiales e inclusive la atmósfera⁶⁰.

En este caso se debe aclarar que el avance en la tecnología del fracturamiento hidráulico permite predecir con gran exactitud la dimensión de las fracturas que se producirán, esto, acompañado de un adecuado conocimiento de la geología

⁶⁰ OSPINA, Alejandro. El fracking: riesgos y ventajas reales [en línea]. [Colombia]: Razonpublica.com, sep. 2014 [Recuperado el Febrero de 2017], Disponible en: <http://www.razonpublica.com/econom-y-sociedad-temas-29/7897-el-fracking-riesgos-y-ventajas-reales.html>

regional y de las prácticas adecuadas para el completamiento de pozos, hace posible evitar la materialización de este riesgo.

5.2 CONTAMINACIÓN DEL AGUA DULCE

El manejo que se dé a la técnica en superficie y posterior reinyección de las aguas que son usadas en el fracturamiento y extraídas simultáneamente con los hidrocarburos, es un asunto que también despierta preocupación. En muchos casos, dichos fluidos son inyectados a otros estratos en el subsuelo, para con esto aumentar su presión. Con esto pueden llegar a interconectarse con acuíferos superficiales, lo que produce la contaminación del agua dulce⁶¹.

La producción de hidrocarburos a nivel mundial está históricamente asociada con la producción de agua. Esta agua se halla atrapada con el petróleo y el gas de forma natural y pertenece a un sistema totalmente aislado del sistema hídrico superficial que soporta el sistema biótico terrestre⁶².

El manejo de esta agua en superficie y su posterior reinyección se han hecho durante décadas y, aunque existan casos de malas prácticas que pueden causar contaminación, en el presente este proceso puede ser desarrollado con total seguridad⁶³.

Particularmente, Colombia presenta condiciones como altos cortes de agua, el ejemplo campo rubiales que tiene un corte de agua del 85-90%. Esta agua en

⁶¹ *Ibíd.* p. 2.

⁶² *Ibíd.* p. 3.

⁶³ *Ibíd.* p. 3.

ocasiones, se reinyecta al subsuelo y, en otras, se vierte en la superficie, pero cumpliendo las regulaciones vigentes en el país, que es coherente con los estándares internacionales para el manejo de efluentes líquidos.

5.3 AFECTACIÓN DE FUENTES SUPERFICIALES

En el desarrollo de proyectos como la perforación, se requieren ciertos volúmenes de agua fresca, principalmente para consumo y aprovechamiento humano, tanto como para la operación en sí.

Las fuentes de captación de agua con destino a las actividades del fracturamiento hidráulico, son considerablemente mayores, están previstas en la regulación existente en Colombia, orientada a evitar que se produzca un desbalance en los sistemas hídricos superficiales.

Respecto a la contaminación en superficie, las principales amenazas en estos procesos implican:

- Derrames, desbordes o filtraciones debidas a: capacidad de almacenaje limitada, errores humanos, ingreso de agua de lluvia o inundaciones, construcción defectuosa de los pozos.
- Derrame de los fluidos de fractura concentrados durante su transporte y mezcla con agua, causa de: fallas en las tuberías, errores humanos.

- Derrame de fluidos de fractura una vez concluida la misma, durante el transporte para su almacenamiento, debido a: falla en las cañerías, capacidad de almacenaje 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 el transporte desde su lugar de almacenamiento hasta camiones cisterna para su transporte, debido a: fallas en la cañería, errores humanos.

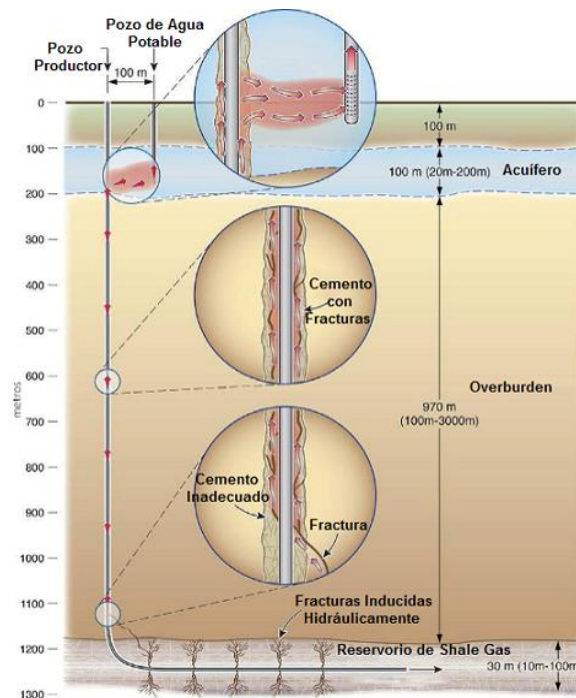
Nótese que el error humano está presente en la mayoría de amenazas de contaminación a fuentes superficiales. Esto se puede controlar realizando las pertinentes capacitaciones y campañas al personal operativo de ejecutar cada tarea de manera correcta, cumpliendo las normas ambientales.

Una gran ventaja y para nuestra tranquilidad, la tecnología que permite el reciclaje del agua utilizada en estos procesos es cada vez más eficiente y por tanto la demanda de agua será menor en el transcurso del tiempo.

Según el laboratorio nacional de Lawrence Berkeley patrocinado por la EPA ha generado por medio de simulación numérica seis posibles mecanismos de migración de fluido. Desde el punto de vista del subsuelo, las amenazas más críticas son las siguientes:

- Migración del fluido hasta el anular: cuando se implementa el fracturamiento hidráulico, el mal estado del cemento que aísla la formación al entrar en contacto con la fractura, puede generar un canal preferencial por el cual el fluido de fractura puede migrar hasta alcanzar la profundidad de una fuente hídrica. Para esto es necesario que la zona productora y la fuente hídrica se encuentren expuestas, ya sea por mala cementación o por ausencia de collares o casing.

Figura 13. Migración por el anular



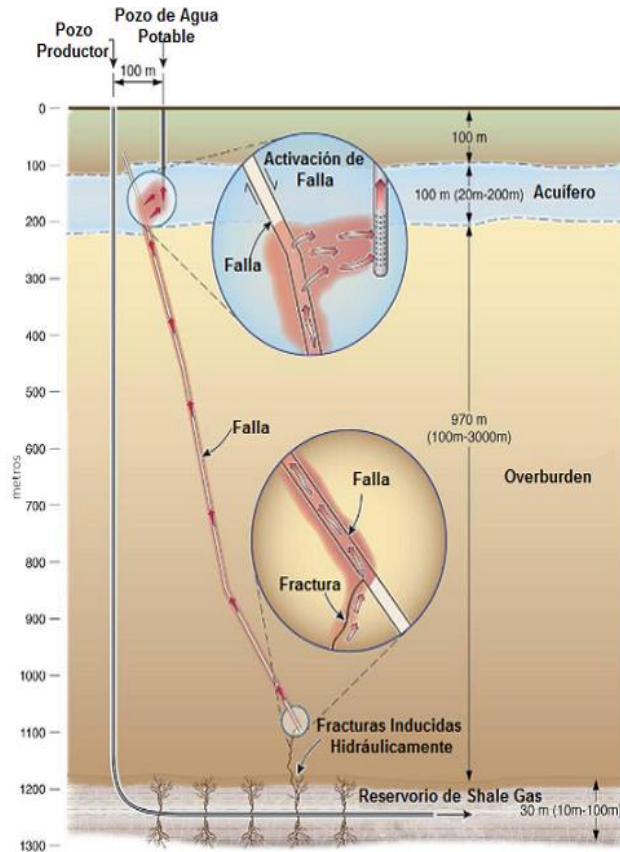
Fuente: Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resource, EPA, December 2012 64p. (Modificado)⁶⁴

- Interconexión fractura-falla: cuando la fractura generada por el fracturamiento hidráulico entra en contacto con una falla con ciertas condiciones específicas, es posible que la falla (activa o inactiva) la cual ha contactado, se convierta en un canal para que el fluido (hidrocarburo y

⁶⁴ EPA. Óp. Cit. p. 64.

fluido fracturante) migre hasta donde encuentre un sello o en un caso más grave, superficie o una fuente hídrica.

Figura 14. Migración fractura-falla

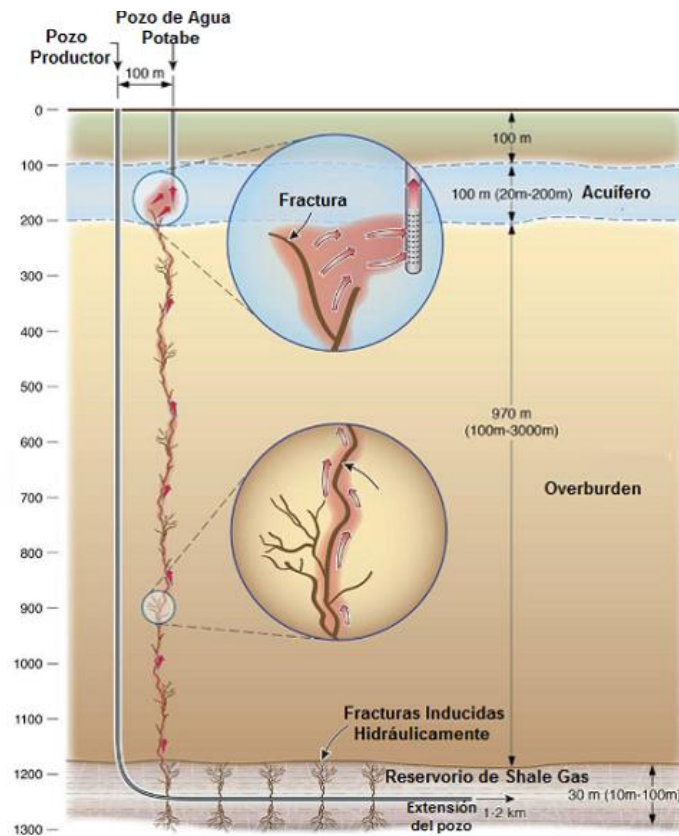


Fuente: Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resource, EPA, December 2012 67p. (Modificado)⁶⁵

- Contacto fractura-fuente hídrica: aunque es lo menos probable, no es menos importante; gracias al tipo de roca y la tendencia que tienen las lutitas de fracturarse en dirección vertical (dependiendo de los esfuerzos de la roca) existe la posibilidad de que la fractura por sí sola, al no encontrar algún sello que impida su propagación, alcance una fuente hídrica.

⁶⁵ EPA. Óp. Cit. p. 67.

Figura 15. Migración fractura-acuífero.



Fuente: Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resource, EPA, December 2012 65p. (Modificado)⁶⁶

5.4 SISMICIDAD INDUCIDA

También existe el temor de posibles repercusiones negativas como producto de la sismicidad inducida o del aumento de la actividad sísmica de una región en particular. Al respecto es importante aclarar que así como existe una buena cantidad de estudios que muestran una relación entre el fracturamiento hidráulico y este fenómeno, otros tantos descartan un vínculo entre ellos.

Cierto es que el sistema rocoso de la geósfera del planeta es un sistema dinámico, lo que es evidente tanto en la actividad de las placas tectónicas como en sistemas

⁶⁶ EPA. Óp. Cit. p. 65.

regionales fallados y fracturados que aún presentan condiciones que podrían considerarse relativamente inestables⁶⁷.

En estos últimos casos existen procesos naturales que alcanzan a inducir mayor frecuencia o intensidad en la actividad sísmica. Sin embargo, los casos más típicos que han sido asociados con el fracturamiento hidráulico se presentan en YNC, donde la presión para fracturar la roca es mucho mayor, y aún en estos no han representado situaciones que pongan en riesgo la vida humana o el equilibrio ambiental.

5.5 EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (METANO Y CO2)

La extracción de gas natural no convencional se ha presentado a nivel mundial como una solución para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. Según este planteamiento, la reducción ocurre gracias a que la combustión de gas natural emite menor cantidad de CO2 para la producción de energía.

Sin embargo, un informe del pasado abril de la Universidad de Cornell (Ithaca, EEUU), denuncia que la explotación del gas de pizarra puede emitir incluso más gases de efecto invernadero que la del carbón. El gas natural está compuesto principalmente de metano, y según este informe entre un 3,6 y un 7,9% del metano de la producción de gas de pizarra se escapa a la atmósfera durante la vida útil de un pozo.

El metano es un gas de efecto invernadero con un potencial de calentamiento 21 veces mayor que el CO2. Según el citado informe, comparado con el carbón, la

⁶⁷ *Ibíd.* p. 79-83.

huella de carbono del gas de pizarra es como mínimo un 20% mayor. Está claro que las fugas de emisiones de metano tienen un impacto muy importante en el balance total de emisiones de gases de efecto invernadero⁶⁸.

5.6 RIESGO QUÍMICO

Uno de los principales riesgos que conlleva la extracción de hidrocarburos mediante las fracturas hidráulicas es el uso de sustancias químicas tóxicas y peligrosas que contienen los fluidos empleados en esta operación.

En Estados Unidos, el país con más experiencia en esta técnica, la información sobre las sustancias está protegida debido a intereses comerciales. Se sabe que hay al menos 600 sustancias químicas presentes y que algunas de ellas son reconocidas como cancerígenas, mutágenas, y rupturas endocrinas (alteradoras del sistema hormonal). Por ejemplo se utiliza, benceno, tolueno, etilbenceno o xileno, sustancias identificadas como muy peligrosas para la salud y el medio ambiente con los efectos anteriormente enumerados. Durante años diferentes organizaciones en EEUU han exigido la divulgación completa de las mezclas y sustancias químicas que se emplean en la perforación y fracturación hidráulica, ya que su no identificación es uno de los principales problemas para realizar la evaluación de riesgos de esta técnica e incluso para aplicar tratamientos médicos en caso de accidentes.

Según el estudio realizado por la universidad de Missouri(EE.UU.) donde se analizan los 24 químicos encontrados en el agua de desecho, como se muestra en la tabla 7 el único que no reacciona como disruptor endocrino es el propilenglicol

⁶⁸ HOWARTH, R. , Santoro, R., & Ingraffea, A. (2011). Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations[en línea]. Marzo 2011. Citado el 28 de febrero del 2107. Disponible en: [www.eeb.cornell.edu/howarth/Howarth et al 2011.pdf](http://www.eeb.cornell.edu/howarth/Howarth_et_al_2011.pdf). [DOI 10.1007/s10584-011-0061-5].

Tabla 9 químicos encontrados en las facilidades de disposición de agua al oeste de Virginia(EE.UU.)

Químicos encontrados en el agua de desecho	
1,2,4-trimetilbenzeno	Etilbenzeno
2-(2-metoxietoxi) etanol	Etilenglicol
2-etilhexanol	Etilenglicol butil eter
Acrylamida	Metil-4-isotiazolin
Benzeno	Naftalenos
Bisfenol A	Fenoles
Bronopol	Propilenglicol
Cumene	Tetraborato decahidratado de sodio
Dietanolamina	Estireno
Dimetil formamida	Tolueno
Nonylfenol etoxilado	Trietilen glicol
Octilfenol etoxilado	Xilenos

Fuente: Nagel Susan[Diapositivas]Missouri(EE.UU.), Universidad de Missouri; texto en inglés.c.a[2016] disponible en: <http://www.healthandenvironment.org/uploads/docs/NagelsslidesJan182015.pdf>

Teniendo en cuenta la cantidad de químicos presentes en los fluidos que llegan en el agua hasta la superficie y los problemas que podrían causar en la salud, como la reducción en la cuenta de espermatozoides⁶⁹, o cáncer de mama entre otros.

⁶⁹ KASSOTIS Christopher, *et al.* Endocrine-Disrupting Activity of Hydraulic Fracturing Chemicals and Adverse Health Outcomes After Prenatal Exposure in Male Mice, [en línea][EE.UU.]:Sociedad Endocrina Oct. 2015[citado 10 may, 2017] Disponible en internet: <http://dx.doi.org/10.1210/en.2015-48442000-48442999>

Por parte del Gobierno Colombiano, se dio anuncio que las empresas que utilicen el fracking estarán “legalmente obligadas a revelar los químicos que ponen en el agua”. Ya que el país cuenta con el reglamento que expidió el Ministerio de Minas y Energía⁷⁰, en el cual se establecen los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

5.7 OTROS IMPACTOS LOCALES

- Según la experiencia en Estados Unidos un campo medio de pozos multietapa ocupan entre 16 y 20 hectáreas durante la perforación y la fractura. Después, durante la extracción, se utilizan entre 4 y 12 hectáreas. La ocupación de territorio puede ser un problema importante en el caso de yacimientos situados en las proximidades de núcleos poblados o en zonas donde pueda afectar a otras actividades productivas o incluso al paisaje, especialmente en áreas turísticas.
- La actividad que produce mayor impacto acústico es la perforación de pozos ya que requiere 24 horas al día. El operador de Reino Unido “Composite Energy” estima que es necesario 60 días de perforación durante 24 horas en cada pozo. Un campo completo requerirá entre 8 y 12 meses de perforación día y noche. Se produce en menor medida ruido en actividades de superficie durante unos 500-1.500 días por pozo.
- Para el transporte del gas, se tiene que al bajo ritmo de extracción, los gaseoductos no suelen ser rentables sino que el gas se va almacenando y

⁷⁰ LA NACIÓN. . Llega el fracking al Huila[en línea][Colombia]: La Nación, ago. 2014. Recuperado el 20 de Febrero de 2017, Disponible en: <http://www.lanacion.com.co/index.php/component/k2/item/239707-llega-el-fracking-al-huila>

se transporta en camiones. Puede ser necesaria la construcción de más carreteras y las ya existentes ven incrementado de forma importante el volumen de tráfico, con las molestias, ruidos e impactos ambientales que ocasionan.

6 MITIGACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

Al determinar los impactos ambientales producidos del fracturamiento hidráulico se requiere implementar un Sistema de gestión ambiental (SGA), donde se definan objetivos y metas ambientales, que sirvan de vía para lograr la reducción de estos impactos, logrando el mejoramiento continuo del desempeño ambiental y del desarrollo de las operaciones.

El sistema de Gestión Ambiental comprende la estructura organizacional, al igual que responsabilidades, prácticas y procedimientos, y los recursos necesarios para implementar la gestión ambiental. Este sistema se circunscribe a la serie NTC-ISO 14001:2004 – 14004:2004⁷¹.

La norma ISO 14000:2004 forma parte de una familia de normas que refieren a la gestión ambiental aplicada a la empresa, cuyo objetivo consiste en la estandarización de formas de producir y prestar servicios que protejan el medio ambiente, aumentando la calidad del producto y como consecuencia la competitividad del mismo ante la demanda de productos cuyos componentes y

⁷¹ GALLO A., A. M., & ROSAS, A. I. (2001). Guía para la implementación de un sistema de gestión ambiental de acuerdo con los requisitos establecidos en la norma ISO 14001 para empresas del sector de hidrocarburos. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. 2016. 153p.

procesos de elaboración sean realizados en un contexto donde se respete al ambiente⁷².

Basados en el programa de gestión ambiental de la tesis de pregrado titulada “Determinación de aspectos e impactos ambientales generados por la implementación de proyectos de fracturamiento hidráulico”⁷³ se han tomado los impactos más significativos y se presenta a continuación unos objetivos, metas e indicadores de desempeño ambiental para un posible SGA, el cual busca mitigar estos impactos.

Tabla 10. Programa de Gestión Ambiental de proyectos de Fracturamiento Hidráulico

IMPACTOS	OBJETIVOS	METAS	INDICADOR	PROGRAMAS
Contaminación de suelo y agua	-Prevenir el deterioro del agua, suelo y sus recursos, reduciendo el espacio ocupado por las actividades -Mitigar los efectos causados por la instalación de infraestructura de apoyo	Recuperar el un 30% del agua captada para posterior reincorporación	(m3 de agua captados/ m3 de agua autorizados)mes	- Programa de tratamiento de aguas residuales y uno de macromedidores para contabilizar el agua usada y el agua tratada RESPONSABLE: HSEQ
Afectación temporal de la fauna y flora	Conservar la flora y fauna mediante la preservación de hábitat de la especies del área del proyecto	Garantizar la conservación y el manejo adecuado de la diversidad de Flora y Fauna presente en el área del proyecto	Área afectada/área total del proyecto	Programa de reforestación de fauna y flora RESPONSABLE: HSEQ

⁷² VECINO, H., & VILLADIEGO, H. (2007). Determinación de aspectos e impactos ambientales generados por la explotación actual del Campo Escuela Colorado. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. 2007.130p

⁷³ GELVEZ, Marylin. Determinación de aspectos e impactos ambientales generados por la implementación de proyectos de fracturamiento hidráulico. (s.f.). Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. 2016. 72 p.

Cambios en la composición y usos del suelo	<p>-Reducir los derrames y escapes de sustancias químicas en unidades de bombeo y líneas de flujo</p> <p>-Reducir la generación de suelos contaminados con químicos</p>	Reducir hasta en un 80% los derrames de fluido contaminado o sustancias químicas	Área tratada afectada/ área contaminada	<p>-Implementación de programas eficaces de mantenimiento preventivo</p> <p>-Aplicación de procedimientos normalizados (ambientalmente) de operación y mantenimiento</p> <p>RESPONSABLE: HSEQ</p>
Afectación al medio socioeconómico	Garantizar la participación y comunicación de las comunidades en las decisiones del Proyecto	<p>Informar y capacitar a las personas de la comunidad acerca del cuidado de los recursos naturales</p> <p>Cumplir con la legislación vigente de reforestación y el manual para la asignación de compensaciones por pérdida de biodiversidad</p>	<p>No de personas informadas/ No total de personas en la comunidad</p> <p> Cumplir con la legislación vigente de reforestación y el manual para la asignación de compensaciones por pérdida de biodiversidad</p>	<p>-Acercamiento, información y comunicación sobre la actividad y sus implicaciones ambientales en el área del Proyecto</p> <p>RESPONSABLE: HSEQ</p> <p>Programa de compensación para la reforestación del área con especies nativas de la zona</p>
Afectación de la flora y fauna por deforestación	Compensar mediante procesos de reforestación con especies nativas de la zona de ejecución del proyecto			RESPONSABLE: HSEQ
Contaminación del suelo y cuerpos de agua aledaños por derrame de aditivos	Desarrollar Medidas de prevención y equipo ante derrames en el recurso hídrico	Capacitar a todo el personal en cómo atender un derrame en el recurso hídrico, equipos antiderrames en todos los puntos posibles de generación de derrames en el recurso hídrico	<p>Personal capacitado/ personal total</p> <p>Equipos de derrames/ puntos posibles de accidente</p>	<p>Programa de prevención y capacitación para atender emergencias de derrames de aditivos en el recurso hídrico</p> <p>RESPONSABLE: HSEQ</p>
Filtración de fluidos inyectados a aguas	Desarrollar plan de monitoreo y tratamiento de la calidad del	Mejorar la calidad del tratamiento de los fluidos	Bls Reinyectados / Bls producidos durante el	-Implementación de programas eficaces de mantenimiento preventivo.

subterráneas	tratamiento de los fluidos inyectados	inyectados removimiento el 80% de la carga contaminante	tiempo de análisis.	-Aplicación de procedimientos normalizados (ambientalmente) de operación y mantenimiento RESPONSABLE: Supervisor de producción y HSEQ
Afectación a acuíferos de agua potable	-Prevenir posible afectación de los acuíferos -Implementar limpieza final del acuífero clorando, pistoneado y cepillando el pozo en toda su longitud	-Monitorear el 100% de acuíferos que posiblemente puedan ser afectados -Limpiar un 100% del acuífero afectado por el fluido inyectado	Cant de acuíferos monitoreados/ total de acuíferos	-Plan de monitoreo de calidad del agua subterránea Programa de limpieza de acuíferos afectados RESPONSABLE: HSEQ
Riesgos en producción de sismos	Desarrollar plan de monitoreo de inyección de fluidos en las formaciones correspondientes en el programa de perforación	Producir el mínimo de fracturas en zonas no deseadas monitoreando cada zona inyectada	Formaciones inyectadas monitoreadas / total de formaciones inyectadas	-Limitarse a la inyección de fluido en zonas especificadas -Realizar el monitoreo de cada zona inyectada - Programa de prevención y capacitación para atender emergencias en casos de sismos. RESPONSABLE: Supervisor de producción y HSEQ
Aumento de la inestabilidad de terrenos	Inspección del corredor para establecer radios de área de trabajo y reducir movimiento de tierras (Preferir áreas planas)	-Producir mínima afectación de la cobertura vegetal al desarrollar el proyecto -Desarrollo y mantenimiento obras de protección geotécnica	Has. deforestadas/No. de pozos perforados	- Realización de las actividades de desbroce y desbosque de acuerdo al Plan de Desbosque y revegetación. -Limitarse a la profundidad de los pozos de acuerdo a Especificaciones técnicas de diseño. No realizar pozos en zonas inestables. RESPONSABLE: Supervisor de producción y HSEQ

Contaminación del agua por incorrecto tratamiento del fluido	Evitar la contaminación del suelo mediante la prevención de derrames por fallas de equipos o imputables a procedimientos operacionales o de mantenimiento.	-Mantenimiento preventivo equipos y tuberías. -Capacitar a todo el personal en cómo atender un derrame, equipos antiderrames en todos los puntos posibles de generación de derrames	-Índice de Calidad de las Aguas Residuales Industriales (ICARI) -Personal capacitado/ personal total -Equipos de derrames/ puntos posibles de accidente	Programa de prevención y capacitación para atender emergencias de derrames de aditivos RESPONSABLE: HSEQ
Contaminación por filtración a aguas subterráneas	Desarrollar plan de monitoreo y tratamiento de la calidad del tratamiento de los fluidos inyectados	Mejorar la calidad del tratamiento de los fluidos inyectados removimiento el 80% de la carga contaminante	BIs Reinyectados / BIs producidos durante el tiempo de análisis.	-Implementación de programas eficaces de mantenimiento preventivo. RESPONSABLE: Supervisor de producción y HSEQ

Fuente: *Objetivos, metas y programas propuestos aplicables a las etapas de implementación de fracturamiento hidráulico*. Tesis de pregrado. Marilyn Gélvez Jerez⁷⁴. (Modificado)

7 ACTORES RESISTENTES AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN COLOMBIA Y EL MUNDO

Implementar este proceso industrial ha traído consigo una división a nivel mundial con relación a sus beneficios y consecuencias. Si bien es cierto que su ejecución representa un incremento significativo en la producción de hidrocarburos y por ende en las ganancias económicas que su comercialización representa, no es menos cierta la grave afectación medioambiental que sufren los lugares donde se desarrolla. Frente a esto, se han presentado posiciones opuestas a nivel mundial, dada la viabilidad de su aplicación y al daño ambiental que es prudente aceptar para su ejecución.

⁷⁴ GELVEZ. Óp. Cit. p. 62

Así permite visualizarlo el Atlas Global de Justicia Ambiental⁷⁵, coordinado por el Institut de Ciència i Tecnologia Ambientals (ICTA) de la Universitat Autònoma de Barcelona (UAB), que ha localizado más de 1.400 conflictos medioambientales en el mundo, muchos de ellos ocasionados por fracking o por minería en América Latina.

Figura 16. Zonas donde se han presentado conflictos medioambientales por extracción de hidrocarburos en el mundo.



Fuente: Atlas de Justicia ambiental⁷⁶

El Atlas muestra que la humanidad está al límite de la extracción fácil de los recursos que necesitamos. El rendimiento energético en los nuevos yacimientos de crudo ha disminuido, por lo que se ha empleado más energía que antes para explotar petróleo y gas. Los hidrocarburos de fácil extracción se agotan, por lo que se deben emplear técnicas más agresivas, con mayores impactos ambientales. Eso explica las disputas por la extracción de arenas bituminosas (crudo de baja

⁷⁵ ALEMANY, Jordi. Atlas de Justicia Ambiental[en línea]. ARDID J. y Savane Olivier.[Francia]: AMAZÚ. ene. 2016. Recuperado el Abril de 2017, de Atlas de Justicia Ambiental. Disponible en: <http://www.amazu.org/atlas-de-justicia-ambiental/>

⁷⁶ Ibíd. p. 3.

calidad) en el subsuelo de comunidades ancestrales de Canadá o América de Sur⁷⁷, o las técnicas de fracturamiento hidráulico en Estados Unidos.

A esto se suma que ciudadanos y organizaciones no gubernamentales de muchos países donde se estaba aplicando el fracturamiento hidráulico o había proyectos para aplicarlo comenzaron a manifestarse en contra de este método de extracción. Desde las empresas vinculadas al fracking y otras instituciones han negado de plano que el fracking traiga consigo más riesgos ambientales que otras técnicas de extracción de hidrocarburos y aseguran que el proceso es seguro, con los controles necesarios y los protocolos propios de la técnica como lo menciona el ingeniero Edgar Aguirre miembro de la Comisión interinstitucional de hidrocarburos (CIH) al decir *“La clave es trabajos bien hechos y con control”* Durante el conversatorio organizado por Acipet el 5 de Agosto del 2015.

Sin embargo, la polémica está establecida y el resultado de la movilización ciudadana es que hoy el fracking esté en el eje de la discusión en los cuerpos legislativos y ejecutivos locales y nacionales de variados países, incluido Estados Unidos.

A continuación, se presenta un “Mapa del fracking en el mundo”, con indicaciones de los países donde hay fracturamiento hidráulico en funcionamiento (indicador azul), aquellos donde la técnica está en debate (indicador amarillo) y los países donde esta técnica de extracción de hidrocarburos no convencionales está prohibido (en algunos casos, de manera temporal -moratorias- en color rojo).

⁷⁷ Ibíd. p. 3.

Figura 17. Mapa de fracking en el mundo



Fuente: <http://claves21.com.ar/fracking/?p=169>⁷⁸

7.1 ABANDONOS, OPOSICIONES Y MORATORIAS A NIVEL MUNDIAL

Es preciso iniciar el recorrido a nivel mundial de las prohibiciones y moratorias del fracturamiento hidráulico con **Estados Unidos**, el país que ha dado el primer paso a esta tecnología y que ha despertado en otros países tales oposiciones por las posibles consecuencias ambientales y daños a seres humanos.

- El 17 de Mayo de 2012 Vermont, se convirtió en el primer estado en prohibir la exploración o explotación de hidrocarburos con la técnica del "fracking".
- El 17 de Mayo del 2012 la legislatura de New Jersey aceptó la recomendación del gobernador estableciendo una prohibición de un año en relación a la perforación de pozos utilizando la fractura hidráulica. Poco después la legislatura aprobó una ley prohibiendo el "fracking" y el depósito de residuos del "fracking" dentro de los límites del estado, o la recepción del

⁷⁸ Ibíd. p. 4.

agua utilizada por el "fracking" para ser reutilizada en los pozos localizados en su territorio. Esta pieza legislativa tiene por objeto evitar que el agua residual utilizada por el "fracking" en el vecino estado de Pennsylvania puede ser reutilizada para nuevas operaciones en New Jersey.

- El 16 de Noviembre de 2010 el Consejo Comunal de la ciudad de Pittsburgh adoptó una resolución por la cual se prohibía a las corporaciones petroleras realizar perforaciones en búsqueda de gas dentro de los límites del ejido urbano.
- El 1º de Julio del 2012 la gobernadora de Carolina del Norte vetó una ley que autorizaba el "fracking" porque la pieza legislativa no contemplaba el establecimiento de suficientes salvaguardas para proteger el agua potable y la salud de las familias del estado.
- En el estado de Nueva York existe una orden ejecutiva del gobernador estableciendo una moratoria para las perforaciones. Por otra parte, son muchos los municipios que yendo más allá han prohibido el "fracking". Señalemos entre ellos:
 - Syracuse, prohibido por el consejo comunal por decisión del 24 Octubre del 2011. Lo mismo en Woodstock, el 22 de Julio del 2012. Rochester, en Septiembre de ese mismo año y Wawarsing, el 20 de Diciembre de 2012. La ciudad de Buffalo, la segunda mayor ciudad del estado, prohibió del "fracking" y la disposición de residuos hídricos procedentes del "fracking" en los límites de la ciudad según una resolución adoptada por unanimidad el 8 de Febrero del 2011. La ciudad de Nueva York, por su parte, le ha solicitado al Congreso de Estados Unidos la remoción de la perforación con

hidrofractura como una de las excepciones a la Ley de Agua Potable Segura.

- El Consejo Directivo del Bassett Medical Center, de Cooperstown, estado de Nueva York declaró que el "fracking" es un tema de la mayor prioridad en la salud pública y resolvió que dicho método "constituye una inaceptable amenaza a la salud de los pacientes y debería ser prohibido hasta que pueda comprobarse que es seguro".
- La Unión de Iglesias Metodistas de Pennsylvania, diversos grupos religiosos de ese estado así como América, la revista nacional de la orden de los Jesuitas, ha criticado acerbamente la tecnología del "fracking".
- En Arkansas se ha planteado una millonaria demanda en contra de las compañías que perforan en búsqueda de gas debido a los terremotos asociados al proceso de "fracking" (en línea con lo considerado por el gobierno británico al establecer la prohibición). En la demanda se toman en cuenta los daños a la propiedad, desvalorización de inmuebles y terrenos, el stress emocional y los costos de adquisición de seguros contra terremotos.

Prohibiciones similares se encuentran en los estados o, en municipios de, Maryland, Ohio, Virginia, West Virginia, y en Iowa. En Texas, el gobernador⁷⁹ promulgó una ley estadual exigiendo a las empresas perforadoras que pongan en conocimiento del público los productos químicos utilizados al extraer petróleo y gas por medio del "fracking".

⁷⁹ BORON, Atilio, de Países que prohíben el fracking.[en línea]. NO A LA MINA. (Jul, 2013). Recuperado el Abril de 2017. Disponible en: <http://www.noalamina.org/informacion-general/energia/item/11577-paises-que-prohiben-el-fracking>

En ocasiones el abandono de empresas, como el caso de OMV en **Austria**⁸⁰, está relacionado con los estrictos requisitos ambientales impuestos por el Gobierno de turno. Shell salió de **Suecia** en 2011 al encontrar menos reservas de las esperadas y ahora el parlamento de aquel país trata de aprobar algún tipo de moratoria, aunque de momento el primer intento no ha prosperado. Por su parte, la compañía Dart Energy⁸¹ podría abandonar **Escocia** debido a la mala calidad del gas encontrado.

Esta misma compañía, en una mala situación financiera, ya ha anunciado abandonos en sus concesiones en **Australia**, provocados por los nuevos requerimientos ambientales impuestos por el Gobierno australiano de impacto sobre los acuíferos. Además, en aquel país el Gobierno regional de Nueva Gales del Sur acaba de decretar una zona de exclusión de 2 kilómetros en torno a áreas residenciales y agrícolas, lo que provocará el abandono de la actividad de otras dos empresas (Metgasco y Planetgas). La movilización social en Australia es fuerte, y ha jugado un papel fundamental en la imposición de estos nuevos requisitos. Merece mención especial el movimiento Lock the gate (canda la carretera) en la que las comunidades han declarado cada carretera, calle, barrio, etc. “libres de campos de gas” y han impedido incluso el paso a los camiones, reclamando que aunque tengan licencia legal, no tienen el “permiso social” para operar.

⁸⁰ REUTERS. ENERGY. OMV abandons Austrian shale gas plans. (17 de Septiembre de 2012). Recuperado el Abril de 2017, Disponible en: <http://www.reuters.com/article/2012/09/17/omv-shale-austria-idUSL5E8KHHDG20120917>

⁸¹ THE HERALD. Burning issue: poor gas quality could end Scots drilling plan[en línea][Estados unidos de America]: The Herald (6 de Abril de 2013). Recuperado el Abril de 2017, Disponible en: <http://www.heraldscotland.com/news/home-news/burning-issue-poor-gas-quality-could-end-scots-drilling-plan.20723754>

En **Nueva Zelanda** la resistencia avanza a grandes pasos y Fonterra una gran compañía lechera del país, acaba de anunciar que no comprará leche a los campesinos que acepten lodos de perforación como enmienda agrícola para sus tierras⁸². En el mismo sentido las empresas cerveceras holandesas (incluyendo a Heineken) y alemanas⁸³, como ya han hecho algunas americanas, han expresado su preocupación por la posible afección a su actividad derivada de una eventual contaminación de acuíferos y han llegado a pedir una prohibición de la técnica.

Blog de fractura hidraulica

Holanda, que ha concedido varias licencias exploratorias, congeló las actividades hasta completar un informe de los riesgos ambientales. El informe, presentado de forma poco transparente a finales de agosto de 2013, minimiza los riesgos comparándolos con las explotaciones convencionales y ha sido criticado desde numerosos ámbitos incluido el científico⁸⁴. A pesar del respaldo político dado a la actividad, el Gobierno ha minimizado en ocasiones el papel del gas de esquisto indicando que su producción sólo representaría un par de puntos porcentuales de la actual producción de gas natural. El Parlamento debe ahora decidir si se procede o no con los permisos. El banco holandés Rabobank anunció hace meses que no prestará dinero para operaciones de fractura hidráulica.

En situación parecida de moratoria no oficial se encuentra la **República de Irlanda**. Las dos empresas con permisos en el país, Tamboran y Enegi, están a la espera para saber si pueden perforar hasta cuando se presenten los resultados

⁸² RADIO NEW ZEALAND. Fonterra to stop taking milk from farms with oil and gas waste Junio 2013 disponible en: <http://www.radionz.co.nz/news/rural/138025/fonterra-to-stop-taking-milk-from-farms-with-oil-and-gas-waste>

⁸³ THE TELEGRAPH. Fracking could ruin German beer industry, brewers tell Angela Merkel. Mayo 2013 disponible en: <http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/oilandgas/10076467/Fracking-could-ruin-German-beer-industry-brewers-tell-Angela-Merkel.html>

⁸⁴ BLOG SOBRE FRACTURA HIDRÁULICA, ecologistas en acción. Últimas noticias sobre el gas de esquisto en Holanda. Agosto, 2013. Disponible en: <http://fractura-hidraulica.blogspot.com.co/2013/08/ultimas-noticias-sobre-el-gas-de.html>

del estudio ambiental sobre los riesgos que está llevando a cabo la Agencia Irlandesa de Protección Ambiental.

El Consejo Asesor de Medio ambiente de **Alemania**⁸⁵ frenó las expectativas de las empresas al publicar en mayo de 2013 unas declaraciones dejando claro que el gas de esquisto no juega un papel esencial para los planes nacionales de la Energiewende (transición energética), ni garantizará seguridad energética o bajada de precios. La oposición al fracking en Alemania, aunque bastante atomizada y sin una coordinación federal fuerte, lanzó en mayo de 2013 una resolución conjunta (la resolución de Korbach) pidiendo la prohibición inmediata. De momento existe una moratoria en Renania del Norte-Westfalia, en Hesse del Norte el primer permiso ha sido denegado, y en Turingia a BNK Petroleum le ha sido retirada una licencia.

En **República Checa**, las tres licencias que tienen solicitadas las compañías BasGas Energia y Cuadrilla Moravia están congeladas porque el Parlamento está en fase de tramitación de un proyecto de ley para establecer una moratoria de dos años, aunque el texto lleva en una especie de limbo administrativo más de un año, y hay movimientos políticos para entorpecerlo. El movimiento ciudadano Stop HF está jugando un papel de presión social importante.

*“En **Dinamarca** en 2010 se concedieron dos licencias a Total, pero el Gobierno entrante tras las elecciones de 2011 estableció una prohibición temporal para nuevas licencias. En Rumanía, las promesas de prohibir la fractura hidráulica contribuyeron a la elección del Gobierno resultante en las elecciones de mayo de*

⁸⁵ THE GERMAN ADVISORY COUNCIL ON THE ENVIRONMENT. Fracking: Not essential for the "Energiewende"[en línea].[Alemania] (31 de Mayo de 2013) Recuperado en Abril de 2017, Disponible en: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/CurrentPressReleases/2012_2016/2013_05_PressRelease_Fracking.html

2012. Se estableció una especie de moratoria de facto hasta finales del año, que sin embargo el Gobierno no respetó al conceder 5 licencias a comienzos de diciembre a Chevron y a Shell. Además, tras las elecciones parlamentarias de finales de 2012 se ha conformado una cámara mayoritariamente profractura.

La población ha celebrado protestas masivas y hasta tres referendos en Dobrogea, una de las zonas afectadas, que han dejado clara la oposición masiva a la actividad. En la provincia de Vaslui, otra zona afectada, se multiplican los municipios declarados libres de fracking. En la oposición al fracturamiento hidráulico, es habitual encontrar al Gobierno central intentando allanarle el terreno a la industria, mientras entidades administrativas de menor rango como Gobiernos regionales, provinciales o municipales se sitúan del lado de la ciudadanía, que siempre es contraria: no existe ningún movimiento ciudadano de apoyo a los proyectos.

Hay dos países que se han convertido en referentes por haber decretado prohibiciones a nivel nacional, Bulgaria y Francia. **Bulgaria**, tras multitudinarias protestas ciudadanas a comienzos de 2012, decretó una prohibición de la técnica de la fractura hidráulica para la investigación de gas y petróleo de esquisto, después refrendada por el parlamento.

En **Francia**, el otro país que claramente ha prohibido el empleo de esta técnica (junio 2011) tanto para la investigación como la explotación –basándose acertadamente en el principio de precaución–, se evidencian claramente las fuertes presiones de la industria al interior, ya que con frecuencia se oyen rumores sobre la revisión de la decisión. Este país ha sido la cuna de la resistencia

europaea, muy efectiva, horizontal y organizada, referente para muchos grupos de oposición en otros países.

En junio de 2013 el senado francés aprobó un informe claramente profractura, y la abrupta salida al mes siguiente de la ministra de Medio Ambiente del Gobierno ha sido relacionada por ella misma con las presiones de la industria petrolera por su firme posición Antifracking. Sin embargo el propio presidente Hollande ha vuelto a reafirmar días después que no habrá fractura hidráulica mientras él sea primer ministro. Pero la ley que prohíbe la fractura puede estar en riesgo por la demanda interpuesta por una de las empresas adjudicatarias de los permisos revocados, la texana Schuepbach, que también es cotitular de permisos en el Estado español.

*En cuanto a **Bruselas**, el debate está servido. La consulta pública organizada por la Comisión Europea en 2013 ha demostrado claramente que la actividad no goza de la aprobación ciudadana. Mientras que la política energética es materia que compete a cada Estado miembro, y aunque es impensable un bloqueo al desarrollo de la actividad a nivel europeo, la Comisión Europea no puede ya ignorar ni el sentir de la ciudadanía ni los resultados de los estudios encargados por la propia Comisión⁸⁶ que hablan de la necesidad de un marco regulatorio más claro, y que posiblemente pase, entre otras cosas, por un requisito de sometimiento a EIA aún en las fases meramente exploratorias e independientemente de la cantidad a extraer, en el sentido de lo aprobado en la Comisión de Medio Ambiente del Parlamento Europeo en julio de 2013.*

⁸⁶ EUROPEAN COMMISSION. (12 de Enero de 2017). Environment. Recuperado el Abril de 2017, de Energy and environment. Disponible en: http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/studies_en.htm

*La provincia de British Columbia, en **Canadá** estableció una moratoria de cuatro años prohibiendo que la Royal Dutch Shell continúe con sus perforaciones. En Nova Scotia se está por imponer una moratoria para la técnica del "fracking". En la provincia de Québec el Ministro de Recursos Naturales anunció el 17 de Marzo del 2011 que no se autorizarían operaciones de fractura hidráulica en la búsqueda de petróleo o gas.*

***República Sudafricana**, extendió por otros seis meses la prohibición de utilizar la técnica del fracking para explorar la existencia de reservas gasíferas. Mientras, continúa la investigación en torno a la seguridad de dicha técnica en términos de la salud de la población y el medio ambiente.*

***China**, con las mayores reservas mundiales, pretende que el gas de esquisto cubra el 6% de su demanda energética para 2020. Allí Chevron, Shell, BP, ExxonMobil y Total están bien posicionadas y está por ver si las cada vez mayores protestas sociales por la degradación ambiental de aquel país alcanzan también al fracking, al menos en regiones densamente pobladas y con problemas de escasez de agua como la cuenca de Sichuan⁸⁷”.*

8 COMO AVANZA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN COLOMBIA

Si bien esta técnica ha sido utilizada en el país por casi cinco décadas, el apogeo de la explotación de los denominados hidrocarburos no convencionales en el mundo, la reconfiguración sociopolítica resultante del posicionamiento de Estados Unidos como nuevo mayor productor de crudo en el mundo y las posiciones de diversas fuentes a nivel internacional que argumentan el alto impacto ambiental de

⁸⁷ SOSA M. Ecologistas en acción. Fracking: estado de situación en otros países[en línea][Argentina]. Sep, 2013. Citado el 12 de mayo del 2017. Disponible en: <http://www.ecologistasenaccion.org/article24516.html#nb2-24>

esta técnica y la necesidad de suspender y prohibir su implementación, ha situado a esta técnica en el núcleo de una controversia también a nivel nacional.

En Colombia hasta el 2007 se había utilizado la técnica de fracturamiento hidráulico en 11 campos en 5 diferentes cuencas de Colombia, como se puede ver en la tabla 9. Para el 2007 ya se habían fracturado 474 pozos en Colombia utilizando la técnica de fracturamiento hidráulico razón por la cual Colombia cuenta con amplia información relacionada con la técnica ya mencionada.

Tabla 11 campos colombianos con fracturamiento hidráulico

Yacimientos	Cuenca	Trabajos de fracturamiento hidráulico
Cupiagua	Llanos orientales	51
Cusiana	Llanos orientales	34
Guando	Valle superior del Magdalena	224
Pie de monte	Llanos orientales	12
Recetor	Llanos orientales	12
San francisco	Valle superior del Magdalena	56
Yarigui-Cantagallo	Valle medio del Magdalena	15
Lisama	Malle medio del Magdalena	7
Orito	Putumayo	16
Llanito	Valle medio del magdalena	12
Buenos aires	Cauca-Patia	35

TOTAL		474
--------------	--	------------

Fuente: Cárdenas J. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos, 2008 p 67-164

Es necesario aclarar la profundidad a la cual se desarrollaron los proyectos, en cada uno de los yacimientos, como lo podemos ver en la tabla 10, en 2 de los 7 yacimientos se perforó por debajo de los 3.000 pies de profundidad. A su vez, la longitud máxima de las fracturas solo llega hasta los 334 pies de longitud.

Tabla 12 profundidades y longitud de fractura obtenida por campo

Yacimientos	Cuenca	Rango de profundidades	Longitud de fractura promedio	Longitud máxima de fractura
Cupiagua	Llanos orientales	12.329-16.734 ft	176,9 ft	334ft
Cusiana	Llanos orientales	13.282-15.218ft	111,6 ft	181 ft
Guando	Valle superior del Magdalena	2.000-3.830 ft	116,82 ft	237,82ft
Buenos aires	Cauca-Patia	13.782-15.344	109,4 ft	175 ft
Recetor	Llanos orientales	15.217-17.562 ft	104,2 ft	260 ft
San francisco	Valle superior del	1744-3346 ft	106,1 ft	250 ft

	Magdalena			
Yarigui-Cantagallo	Valle medio del Magdalena	5.386-7.882 ft	119 ft	225 ft

Fuente: Cárdenas J. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos, 2008 p 67-164

Solo el tiempo decidirá cuales son los verdaderos impactos de esta técnica en nuestro país, sin embargo la controversia apenas empieza y debido a la importancia económica que representa para el país los yacimientos no convencionales, son pocas las alternativas y opciones que tienen los opositores de esta técnica para modificar el escenario trazado por el gobierno.

A pesar de los precedentes mencionados en el capítulo anterior, en Colombia hoy existen 13 contratos de exploración y producción para hacer fracking en yacimientos no convencionales ubicados en Norte de Santander, Santander, Cesar, Antioquia, Boyacá, Cundinamarca y Tolima. De ese total, seis bloques hacen parte de los Proyectos de Interés estratégico para la Nación (Pines).

Es importante resaltar que en Colombia, ya se han perforado yacimientos no convencionales por medio de los pozos Prometeo-1, Coyote-1 y Gala-1 los cuales están ubicados en la cuenca del valle medio del Magdalena⁸⁸ lo cual quiere decir que la exploración de hidrocarburos no convencionales está entre las prioridades

⁸⁸ GUTIÉRREZ Javier. Evolución del mercado y apertura internacional,[en línea][Cartagena de indias, Colombia]: Naturgas, Abril 2014. Citado el 23 de Abril del 20127. Disponible en <http://www.naturgas.com.co/uploads/pdf/2014ecopetrol.pdf>

económicas del Estado. Por eso reciben tratamiento especial para que sus procesos de licenciamiento, consulta previa y compra de predios sean más expeditos.

Según la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) “no se ha otorgado ninguna licencia de exploración de hidrocarburos en yacimientos mediante la metodología de “fracking” en ninguna parte del territorio nacional”⁸⁹, lo que ocurre con los pozos Prometeo-1, Coyote-1 y Gala-1, es que son pozos verticales, por esto la tecnología que usa es convencional, eximiendo estos proyectos de la licencia ambiental exigida por la ANLA para poder extraer los recursos hidrocarburos.

Los 13 contratos adjudicados por la ANH que asignan la explotación de formaciones no convencionales contemplan la implementación del fracturamiento hidráulico en pozos no convencionales, es decir en pozos horizontales⁹⁰ razón por la cual la ANLA no ha generado el permiso respectivo para avanzar en estos proyectos. El proyecto más avanzado, ubicado en San Martín y a cargo de la multinacional Conoco Phillips, lleva varios meses paralizado porque miles de habitantes de ese municipio del Cesar han impedido terminar el proceso de socialización requerido antes de solicitar la licencia ambiental.

Diferentes medios de comunicación como El Espectador, Las dos Orillas y El Heraldillo han mencionado que en este municipio (San Martín), ubicado al sur del Cesar, crece la resistencia social al proyecto de exploración de hidrocarburos, a través de esta técnica que estaría a cargo de Conoco Phillips. Para ello la compañía avanza en el proceso de socialización a pesar de que aún no tiene licencia ambiental para desarrollarlo. Con lo que sí cuenta la multinacional es con

⁸⁹ AGENCIA NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES(ANLA)[online]. Bogotá(COL), 19 Abril 2016,[Citado el 28 de Abril 2017]. Disponible en internet: <http://www.anla.gov.co/noticias/colombia-no-existen-autorizaciones-realizar-fracking>

⁹⁰ Ibíd. p. 2.

un contrato firmado en diciembre pasado con la Agencia Nacional de Hidrocarburos⁹¹ para la explorar y producir en yacimientos no convencionales del Valle del Magdalena Medio 3 (que comprende a San Martín y Aguachica, en Cesar, y a Ríonegro, en Santander). Inclusive el periódico El Heraldo documentó el anuncio de la comunidad, la cual manifestó que la comunidad que se opone al fracking, realizó un paro contra la decisión de aplicar fracturamiento hidráulico en su municipio. La marcha se realizó el 25 de septiembre del 2016 y se exigieron garantías que eviten la contaminación del medio ambiente⁹².

Las normas pronunciadas por el Ministerio de Minas (Decreto 3004 el 26 de Diciembre de 2013 y Resolución 90341 de Marzo 27 de 2014) son las que permiten y regulan la práctica de esta técnica al interior de las fronteras de Colombia.

Sin dejar de lado la importancia de la experiencia de otros países, varios expertos y hasta la Contraloría General de la República coinciden en que la reglamentación colombiana se desarrolló con base en una precaria información sobre las condiciones geológicas e hidrológicas propias del país, Por ejemplo, la Resolución 90341 de 2014 del Ministerio de Minas⁹³, que contiene los lineamientos técnicos para el fracking, cuenta con expresiones genéricas como “se estima que los yacimientos no convencionales se encuentran entre los 1.500 y los 2.400 metros

⁹¹ Barrios Miguel. *Crece conflicto por 'fracking' para explorar petróleo en sur del Cesa*. EL HERALDO. (8 de Septiembre de 2016). r. Recuperado el Abril de 2017, de <http://www.elheraldo.co/cesar/crece-conflicto-por-fracking-para-explorar-petroleo-en-sur-del-cesar-283675>

⁹³ SEMANA. MEDIO AMBIENTE., FRACKING: UNA APUESTA RIESGOSA PARA COLOMBIA[en línea].[Colombia] (2 de Julio de 2016) Recuperado el Abril de 2017 disponible en: <http://sostenibilidad.semana.com/medio-ambiente/articulo/fracking-una-apuesta-riesgosa-para-colombia/35505>

de profundidad en Colombia, a más de 1.000 metros de donde se encuentran más comúnmente los acuíferos aprovechables para consumo humano”.

De forma similar ocurre con la información sísmológica del país, pues la cartografía geológica cubre apenas el 52% del territorio. Esta escasez se torna más delicada si se tiene en cuenta que en Estados Unidos, donde hay información minuciosa al respecto, no se ha podido establecer el grado de relación entre la inyección de los fluidos usados en el fracturamiento hidráulico en el subsuelo y la ocurrencia de los sismos que se presentan según la implementación de esta técnica.

Para ello, en 2012 la Contraloría emitió una Función de Advertencia y el año pasado, en un seguimiento a esta medida, aseguró que la regulación sobre fracking requiere mayores adelantos en cuanto a generación y aplicación de conocimiento técnico y ambiental local para evitar efectos negativos sobre los recursos naturales, en especial el agua y la salud pública.

Para avanzar en ello, la ANH firmó un convenio con el Servicio Geológico Colombiano, en enero de 2014, para establecer la información de sismicidad y de geología estructural que permita generar el mapa sísmico del Valle Medio del Magdalena (en donde está San Martín). Así mismo, está en negociaciones con Colciencias para conseguir la información hidrogeológica en las regiones donde se encuentran los bloques asignados para realizar fracturamiento hidráulico. Mientras terminan esos estudios, la regulación para esta técnica en Colombia establece que las empresas interesadas en explorar yacimientos no convencionales deben proveer las líneas bases de acuíferos y de fallas geológicas en sus bloques.

8.1 LEGISLACIÓN COLOMBIANA POR LA CUAL SE RIGE LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS

Con el fin de tener claridad a la hora de diferenciar gráficamente los impactos del fracturamiento hidráulico en yacimientos convencionales y no convencionales, resulta necesario conocer el marco legal que acoge la industria de los hidrocarburos. De la cual se extraen los puntos más importantes a continuación:

Tabla 13. Marco Legal de la industria de Hidrocarburos

TIPO DE LEY	OBJETO	OBSERVACIÓN
Ley 165 de 1948	Por la cual se promueve la organización de una empresa colombiana de petróleos y se dictan otras disposiciones.	Autoriza al Gobierno para promover la organización de una Empresa Colombiana de Petróleos con participación de la Nación y del capital privado nacional y extranjero.
Ley 10 de 1961	Dicta disposiciones en la rama de petróleos.	Estas disposiciones están relacionadas con el área a contratar en concesión, máxima y mínima, los compromisos mínimos de perforación, los cánones superficarios, las regalías y crea el Fondo de Becas, entre otros.
Ley 80 de 1993	Expedido para ser el Estatuto de la Contratación pública.	En su artículo 76 establece que: “Los contratos de exploración y explotación de recursos naturales renovables y no renovables, así como los concernientes a la comercialización y demás actividades comerciales e industriales propias de las entidades estatales a las que correspondan las competencias para estos asuntos, continuarán rigiéndose por la legislación especial que les sea aplicable.” Así pues, indica esta ley que los contratos petroleros no serán cobijados por la normativa general de contratación estatal.
Ley 99 de 1993	Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente.	Reordena el Sector Público encargado de la Gestión y Conservación del Medio Ambiente y los Recursos Naturales Renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA y se dictan otras disposiciones.
Ley 141 de 1994	Por la cual se crean el Fondo Nacional de Regalías.	La Comisión Nacional de Regalías, se regula el derecho del Estado a percibir regalías por la explotación de recursos naturales no renovables, se establecen las reglas para su liquidación y distribución y se dictan otras disposiciones.
Ley 152 de 1994	Desarrolla el título 12 de la Constitución Política.	Define los procedimientos y mecanismos para la elaboración, aprobación, ejecución, seguimiento, evaluación y control de los Planes de Desarrollo que elabore la Nación, las Entidades Territoriales y los organismos Públicos de todo orden.

TIPO DE LEY	OBJETO	OBSERVACIÓN
Ley 257 de 1996	Convenio Internacional.	Por medio de la cual se aprueba el Convenio Internacional de Constitución de un Fondo Internacional de Indemnización de Daños Causados por la Contaminación de Hidrocarburos suscrito en Bruselas el 18 de Dic. /1971 y su protocolo modificatorio del 19 de Nov. /1976.
Ley 685 de 2001	Código de Minas.	Mediante la cual se expide el Código de Minas.
Decreto 030 de 1951	Crea la empresa Colombiana de Petróleos.	Se crea Ecopetrol como organismo autónomo con Personería Jurídica, que se registrará por las disposiciones pertinentes establecidas en la Ley 165 de 1948 y por estatutos constitutivos que reglamentarán su funcionamiento.
Decreto – Ley 1056 de 1953	Código de petróleo.	Expide el "Código de Petróleos" de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 120 de la Constitución Nacional y en la Ley 18 de 1952. El código reglamenta sobre la propiedad, utilidad y forma de explotación de las mezclas naturales de hidrocarburos que se encuentran en la tierra, cualquiera que sea su estado físico y que componen el petróleo crudo, lo acompañan o se derivan de él.
Decreto 1659 de 1964	Exenciones aduaneras.	Determina las exenciones aduaneras a la industria de hidrocarburos.
Decreto 0797 de 1971	Reglamenta en relación con los hidrocarburos la ley 20 de 1969.	La Ley 20 de 1969, fue expedida el 22 de diciembre y por medio de la cual se dictaron algunas disposiciones en materia de minas e hidrocarburos.
Decreto 1895 de 1973	Dicta normas sobre exploración y explotación de petróleo y gas.	Con el fin de evitar el desperdicio físico y económico de las reservas de petróleo y gas de propiedad nacional o privada y de asegurar su máxima recuperación final y tomar medidas para la prevención de la contaminación ambiental. Obliga a todo explorador y explotador de aportes, concesiones y áreas de propiedad privada a presentar anualmente informes de geología y geofísica y de ingeniería e informes contractuales para concesiones en exploración y explotación.
Decreto 1994 de 1989	Reglamenta la Ley 20 de 1969.	En materia de hidrocarburos, establece que todos los yacimientos de hidrocarburos pertenecen a la nación con excepción de los derechos constituidos a favor de terceros. Dicha excepción a partir del 22 de diciembre de 1969, sólo comprende las situaciones jurídicas subjetivas y concretas debidamente perfeccionadas y vinculadas a uno o varios yacimientos descubiertos. Establece cuándo se reputa descubierto un yacimiento y qué pruebas deben presentarse cuando se pretende explotarlo como propiedad privada.
Decreto 70 de 2001	Mediante el cual se modifica la estructura del ministerio de Minas	Establece que Ecopetrol será una entidad descentralizada vinculada e integrante del sector administrativo de Minas y Energía.

TIPO DE LEY	OBJETO	OBSERVACIÓN
	y Energía.	
Resolución N° 18074 de 2012	Del Ministerio de Minas y Energía.	Por la cual el Ministerio de Minas y Energía estableció los procedimientos para la exploración y explotación de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales.

Fuente: MARÍN, Edwin Horacio⁹⁴.

8.2 CARTILLA INFORMATIVA PARA LAS COMUNIDADES SOBRE EL BUEN USO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES

A pesar de los múltiples impactos generados por el fracturamiento hidráulico en lutitas, los cuales se mencionaron anteriormente, existe una problemática que se suma a la polémica que la implementación de esta técnica ha generado; El bloqueo de proyectos o el impedimento de la realización de actividades por parte de las comunidades en las cuales se está o se va a implementar el fracturamiento hidráulico, los conflictos a causa de la desinformación o una socialización no apropiada por parte de las empresas involucradas o bien sea por las mismas comunidades donde se ve involucrada la técnica de fracturamiento hidráulico, está causando un grave impacto en proyectos que no se involucran directamente con el fracturamiento hidráulico en lutitas.

Lo que se viene presentando son manifestaciones en contra del fracturamiento hidráulico o “fracking”, las cuales no están teniendo en cuenta la diferencia que

⁹⁴ MARÍN, Edwin. “Fracking” en Colombia: un Estudio sobre su Constitucionalidad y Legalidad. Trabajo de grado abogado. Bogotá: Universidad católica de Colombia. Facultad de derecho. 2015. 41 p.

presenta el uso de ésta técnica en yacimientos convencionales y no convencionales.

El rechazo al fracturamiento hidráulico en lutitas ha venido creciendo en los últimos años y en especial los últimos meses; en pleno siglo XXI y la época de las comunicaciones y la globalización, el acceso a la información se ha facilitado un poco comparado con las décadas anteriores. Razón por la cual, cualquier persona puede obtener cierta información general, la cual puede o no ser cierta.

Ahora, si se toma toda la información que hay del fracturamiento hidráulico en lutitas, y se hace un estudio poco profundo de los impactos y la definición como tal de la técnica, se obtiene un rechazo absoluto de parte de las comunidades a cualquier temática o proceso que involucre el fracturamiento hidráulico, sin blindar éste proceso para el caso de los yacimientos convencionales.

Lo que ocasiona bloqueos y protestas por parte de las comunidades⁹⁵ en lugares en los cuales el fracturamiento hidráulico de lutitas no se va a ver siquiera involucrado. Como es el caso del campo La Cira, ubicado a 18 kilómetros de Barrancabermeja, el cual ha utilizado la técnica de fracturamiento hidráulico desde hace 60 años en areniscas, lo cual la comunidad ha malentendido, y por hecho de ser fracturamiento hidráulico genera el rechazo por parte de la comunidad, esto por una mala relación entre el fracturamiento hidráulico en arenisca y en lutitas, siendo el ultimo el que causa los impactos más graves.

⁹⁵ Ibíd. p. 23.

Con el fin de evitar éste problema, causado por el uso inadecuado de la información se hace necesaria la creación de una cartilla informativa, la cual posea un contenido claro y conciso que pueda ayudar a mitigar y prevenir conflictos futuros entre las empresas y las comunidades.

CONCLUSIONES

Al comparar el impacto del fracturamiento hidráulico en yacimientos convencionales y los no convencionales, se puede concluir que al utilizar la técnica en yacimientos no convencionales, representa un riesgo inminente para las fuentes hídricas, en caso de ser una zona fallada debido al riesgo de migración de hidrocarburos y fluido fracturante.

Luego de realizar el análisis de la tecnología de fracturamiento hidráulico al ser aplicada en areniscas y en lutitas, se concluye que a pesar de tener el mismo principio de aplicación, la cantidad de volumen de fluido fracturante requerido para su uso en yacimientos no convencionales hace necesario el uso exclusivo de agua como fluido fracturante, caso contrario del fluido fracturante de los yacimientos convencionales, el cual podría ser hecho a base de polímeros.

En el caso de que las fuentes hídricas sean contactadas por el fluido de fractura, representa un riesgo para la salud de los seres vivos que entren en contacto con la fuente hídrica, debido a que el fluido de fractura contiene una mezcla de químicos que presentan un riesgo para la salud, ya que no solo contiene elementos radiactivos sino que también posee disruptores endocrinos.

Al comparar las leyes actuales de Colombia con países (EE.UU., Francia, España, Bélgica, Alemania, Inglaterra, entre otros) que ya han establecido moratorias sobre el fracturamiento hidráulico en lutitas, se puede vislumbrar una deficiencia en la normatividad, debido a que la resolución N° 18074 de 2012 (le da la facultad a Ecopetrol de definir las normas para la recuperación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales) no limita las profundidades del fracturamiento, lo cual expone los acuíferos a ser contaminados. Es por esto que Colombia debería mejorar su legislación ambiental con el fin de proteger los recursos y evitar daños al medio ambiente.

RECOMENDACIONES

- Crear una manera de informar a las comunidades involucradas con el fracturamiento hidráulico, para crear conciencia de la diferencia entre el fracturamiento aplicado en yacimientos convencionales y no convencionales, por medio de algún medio audiovisual que permita su fácil asimilación.
- Complementar el estudio técnico con la simulación numérica, para corroborar en una segunda instancia la conexión directa entre el fracturamiento hidráulico y los afloramientos de fluido fracturante junto con hidrocarburos.
- Se recomienda un análisis de la normativa actual, revisándolo con la normativa internacional con el fin de replantear y mejorar las normas vigentes

BIBLIOGRAFÍA

ALEMANY, Jordi. Atlas de Justicia Ambiental[en línea]. ARDID J. y Savane Olivier.[Francia]: AMAZÚ. ene. 2016. Recuperado el Abril de 2017, de Atlas de Justicia Ambiental. Disponible en: <http://www.amazu.org/atlas-de-justicia-ambiental/>

AGENCIA NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES(ANLA)[en línea]. Bogotá(COL), 19 Abril 2016,[Citado el 28 de Abril 2017]. Disponible en internet: <http://www.anla.gov.co/noticias/colombia-no-existen-autorizaciones-realizar-fracking>

ASAMBLEA CONTRA LA FRACTURA HIDRÁULICA, Extracción de gas no convencional y la fractura hidráulica en Burgos[en línea][Burgos, España]: Fractura hidráulica no. feb. 2012 [citado 12 may, 2017]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/77526657/FOLLETO-sobre-BURGOS>

BARRIOS Miguel. Crece conflicto por 'fracking' para explorar petróleo en sur del Cesar [en línea]. [Colombia] EL HERALDO. sep. 2016 [Recuperado el Abril de 2017], Disponible en: <http://www.elheraldo.co/cesar/crece-conflicto-por-fracking-para-explorar-petroleo-en-sur-del-cesar-283675>

BLOG DE FRACTURA HIDRÁULICA. (2013). Últimas noticias sobre el gas. Recuperado el Abril de 2017, Disponible en: <http://fracturahidraulica.blogspot.com.es/2013/08/ultimas-noticias-sobre-el-gas-de.html>.

BLOG SOBRE FRACTURA HIDRÁULICA, ecologistas en acción. Últimas noticias sobre el gas de esquisto en Holanda. Agosto,2013. Disponible en: <http://fractura-hidraulica.blogspot.com.co/2013/08/ultimas-noticias-sobre-el-gas-de.html>

BORON, Atilio, de Países que prohíben el fracking.[en línea]. NO A LA MINA. (Jul, 2013). Recuperado el Abril de 2017. Disponible en:

<http://www.noalamina.org/informacion-general/energia/item/11577-paises-que-prohiben-el-fracking>

CASTAÑEDA, Diana. DETERMINACION Y ANALISIS DE UN FLUIDO DE FRACTURA OPTIMO PARA LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN EL AREA DE YARAGUI-CANTAGALLO. YARAGUI-CANTAGALLO. Trabajo de grado ingeniero químico. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería química. 2008.102p.

CASTELLANOS, Duvan y VALENZUELA, Lorena, Manual de buenas prácticas ambientales y sociales de la industria petrolera en el fracturamiento hidráulico para el área upstream. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga:Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. 2016.192p.

CLARK et al. (2013), JIANG et al. (2014), and NICOT and SCANLON (2012) citado por: U.S. Environmental Protection Agency. 2015. Analysis of Hydraulic Fracturing Fluid Data from the FracFocus Chemical Disclosure Registry 1.0. Oficina de investigación y desarrollo, Washington, DC. EPA/601/R-14/003. p. 20

CZARNECKI, M. (s.f.). Shale- Gas Information Platform.[información de plataformas de gas de esquisto] Recuperado el Marzo de 2017, Disponible en: <http://www.shale-gas-information-platform.org/>

DEA. (s.f.). Hydraulic fracturing. Obtenido de “Hydraulic stimulation increases production rate”[estimulación hidráulica incrementa la tasa de producción]. Disponible en: <http://www.dea-group.com/en/technology/production/hydraulic-fracturing>

EASTON, Jeff . Fracking wastewater management. Obtenido de Is centralized treatment the way forward?[¿Es el tratamiento centralizado el camino al futuro?][en línea][Estados unidos de America]: Water and waste water international, nov. 2015[citado el 15 de Abril del 2017] . Disponible en:

<http://www.waterworld.com/articles/wwi/print/volume-28/issue-5/regional-spotlight-us-caribbean/fracking-wastewater-management.html>

EPA. [UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY]. Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources[Evaluación de los potenciales impactos del fraturamiento hidráulico del petróleo y gas en las fuentes de agua][en línea].: oficina de investigación y desarrollo Washington D.C. EE.UU.. Junio 2015[Citado 10 Mayo 2017] disponible en: <https://cfpub.epa.gov/ncea/hfstudy/recordisplay.cfm?deid=244651>

EUROPEAN COMMISSION. (12 de Enero de 2017). Environment. Recuperado el Abril de 2017, de Energy and environment[Energía y medio ambiente]. Disponible en: http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/studies_en.htm

EXCHANGEBASE. (2017). Your asset in motion. Recuperado el Marzo de 2017, Disponible en: <https://www.exchangebase.com/>

GALLO A., A. M., & ROSAS, A. I. (2001). Guia para la implementacion de un sistema de gestion ambiental de acuerdo con los requisitos establecidos en la norma iso 14001 para empresas del sector de hidrocarburos. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. 2016. 153p.

GELVEZ, Marylin. Determinación de aspectos e impactos ambientales generados por la implementación de proyectos de fracturamiento hidráulico. (s.f.). Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. 2016. 72 p.

GÉLVEZ, Marylin. (s.f.). Objetivos, metas y programas propuestos aplicables a las etapas de implementación de fracturamiento hidráulico. Bucaramanga: UIS.

GNB (Government of New Brunswick). (2013). Responsible environmental management of oil and natural gas activities in New Brunswick - rules for industry. New Brunswick, Canada. Disponible en: <http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf>

GUTIÉRREZ Javier. Evolución del mercado y apertura internacional,[en línea][Cartagena de indias, Colombia]: Naturgas, Abril 2014. Citado el 23 de Abril del 20127. Disponible en <http://www.naturgas.com.co/uploads/pdf/2014ecopetrol.pdf>

GWPC AND ALL CONSULTING (Ground Water Protection Council (GWPC) and ALL Consulting). (2009). Modern shale gas development in the United States: A primer. (DE-FG26-04NT15455). Washington, DC: U.S. Departamento de energía, Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory. Disponible en: <http://www.gwpc.org/sites/default/files/Shale%20Gas%20Primer%202009.pdf>.

HOLDITCH, SA. (2007). Chapter 8: Hydraulic fracturing. In JD Clegg (Ed.), Petroleum engineering handbook (pp. IV-323 - IV-366). Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://store.spe.org/PetroleumEngineering-Handbook-Volume-IV-Production-Operations-Engineering-P61.aspx>

HOWARTH, R. , Santoro, R., & Ingraffea, A. (2011). Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations[en línea]. Marzo 2011. Citado el 28 de febrero del 2107. Disponible en: [www.eeb.cornell.edu/howarth/Howarth et al 2011.pdf](http://www.eeb.cornell.edu/howarth/Howarth%20et%20al%202011.pdf). [DOI 10.1007/s10584-011-0061-5].

HYNE, NJ. (2012). Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling and production. In Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling and production (3 ed.). Tulsa, OK: PennWell Corporation.

KASSOTIS Christopher, et al. Endocrine-Disrupting Activity of Hydraulic Fracturing Chemicals and Adverse Health Outcomes After Prenatal Exposure in Male Mice,

[en línea][EE.UU.]:Sociedad Endocrina Oct. 2015[citado 10 may, 2017] Disponible en internet: <http://dlx.booksc.org/48400000/libgen.scimag48442000-48442999.zip/browse/10.1210/en.2015->

KULLERUD, K. Oil and gas. [Tromso,Noruega]: UNIVERSIDAD DE TROMSO. , Oct. 2006). Recuperado el Febrero de 2017, Disponible en : http://webgeology.alfaweb.no/webgeology_files/english/oil_gas.html

LA NACIÓN. . Llega el fracking al Huila[en línea][Colombia]: La Nación, ago. 2014. Recuperado el 20 de Febrero de 2017, Disponible en: <http://www.lanacion.com.co/index.php/component/k2/item/239707-llega-el-fracking-al-huila>

LANGLEY, D. (4 de Mayo de 2011). Technology advances push greener side of fracing. Recuperado el Febrero de 2017, Disponible en: <http://www.drillingcontractor.org/technology-advances-push-greener-side-of-fracing-9329>

LEE, DS; Herman, JD; Elsworth, D; Kim, HT; Lee, HS. (2011). A critical evaluation of unconventional gas recovery from the marcellus shale, northeastern United STATES. K S C E JOURNAL OF CIVIL ENGINEERING 15: 679-687. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1007/s12205-011-0008-4>

MARÍN, Edwin. “Fracking” en Colombia: un Estudio sobre su Constitucionalidad y Legalidad. Trabajo de grado abogado. Bogotá: Universidad católica de Colombia. Facultad de derecho. 2015. 41 p.

MARISELA, e. a. Quantitative Evaluation of Completion Techniques on Influencing Shale Fractura “Complexity”. (2013). En: . Brisbane, Australia: International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing.

NETL (National Energy Technology Laboratory). (2013). Modern shale gas development in the United States: An update. Pittsburgh, PA: U.S. Department of

Energy. National Energy Technology Laboratory. Disponible en: <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/shale-gas-primer-update-2013.pdf>.

NYSDEC (New York State Department of Environmental Conservation). (2011). Revised draft supplemental generic environmental impact statement (SGEIS) on the oil, gas and solution mining regulatory program: Well permit issuance for horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing to develop the Marcellus shale and other low-permeability gas reservoirs. Albany, NY: NY SDEC. Disponible en: <http://www.dec.ny.gov/energy/75370.html>

OFICINA DE CONTABILIDAD DEL GOBIERNO DE ESTADOS UNIDOS (GAO). Water Use in Hydraulic Fracturing. (4 de Septiembre de 2015). Recuperado el Febrero de 2017, de How water is used in the process of hydraulic fracturing. Disponible en: http://www.gao.gov/multimedia/video/671893#video_id=671893

OSPINA, Alejandro. El fracking: riesgos y ventajas reales [en línea]. [Colombia]: Razonpublica.com, sep. 2014 [Recuperado el Febrero de 2017], Disponible en: <http://www.razonpublica.com/econom-y-sociedad-temas-29/7897-el-fracking-riesgos-y-ventajas-reales.html>

PAZMIÑO J.. Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico. PEMEX (2011), Documento Guía para Fracturamientos Hidráulicos Apuntalados y Ácidos. México, D. F. (2004)

PEARSON, CM; GRIFFIN, L; WRIGHT, CA; WEIJERS, L. (2013). Breaking up is hard to do: creating hydraulic fracture complexity in the Bakken central basin. In 2013 SPE hydraulic fracturing technology conference. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.2118/163827-MS>

RADIO NEW ZEALAND. Fonterra to stop taking milk from farms with oil and gas waste Junio 2013 disponible en:

<http://www.radionz.co.nz/news/rural/138025/fonterra-to-stop-taking-milk-from-farms-with-oil-and-gas-waste>

REUTERS. ENERGY. OMV abandons Austrian shale gas plans. (17 de Septiembre de 2012). Recuperado el Abril de 2017, Disponible en: <http://www.reuters.com/article/2012/09/17/omv-shale-austria-idUSL5E8KHHDG20120917>

ROCA, Mariano. El debate sobre el fracking [en línea].[Argentina]: DEFONLINE.COM.AR. Jul. 2010. [Recuperado el Marzo de 2017]. Disponible en: <http://www.defonline.com.ar/?p=18316>

RUEDA, E. J. (2015). Análisis de las tecnologías operacionales de fracturamiento hidráulico en yacimientos de shale plays utilizadas a nivel mundial. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. 2015.124p

SALEHI , I. A., & CIEZOBKA , J.. Controlled Hydraulic Fracturing of Naturally Fractured Shales - A Case Study in the Marcellus Shale Examining How to Identify and Exploit Natural Fractures. (12 de Abril de 2013) Recuperado el Febrero de 2017, de SPE-164524-MS. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.2118/164524-MS>

SCHLUMBERGER. (2016). Salik Local-Sand-Enabled Flow-Channel Fracturing Service Recuperado el Marzo de 2017, Disponible en: <http://www.slb.com/services/completions/stimulation/sandstone/salik-local-sand-fracturing.aspx>

SEMANA. MEDIO AMBIENTE., FRACKING: UNA APUESTA RIESGOSA PARA COLOMBIA[en línea].[Colombia] (2 de Julio de 2016) Recuperado el Abril de 2017 disponible en: <http://sostenibilidad.semana.com/medio-ambiente/articulo/fracking-una-apuesta-riesgosa-para-colombia/35505>

SOCIEDAD GEOLÓGICA DE AMÉRICA. GSA Critical Issue: Hydraulic Fracturing. [en línea] [Estados Unidos de America]: GSA (Marzo de 2016) Recuperado en Febrero del 2017, Disponible en: https://www.geosociety.org/GSA/Science_Policy/Critical_Issues/hf/GSA/Policy/issues/hf/home.aspx

SOSA M. Ecologistas en acción. Fracking: estado de situación en otros países[en línea][Argentina]. Sep, 2013. Citado el 12 de mayo del 2017. Disponible en: <http://www.ecologistasenaccion.org/article24516.html#nb2-24>

THE GERMAN ADVISORY COUNCIL ON THE ENVIRONMENT. Fracking: Not essential for the "Energiewende"[en línea].[Alemania] (31 de Mayo de 2013) Recuperado en Abril de 2017, Disponible en: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/CurrentPressReleases/2012_2016/2013_05_PressRelease_Fracking.html

THE HERALD. Burning issue: poor gas quality could end Scots drilling plan[en línea][Estados unidos de America]: The Herald (6 de Abril de 2013). Recuperado el Abril de 2017, Disponible en: <http://www.heraldsotland.com/news/home-news/burning-issue-poor-gas-quality-could-end-scots-drilling-plan.20723754>

THE TELEGRAPH. Fracking could ruin German beer industry, brewers tell Angela Merkel. Mayo 2013 disponible en: <http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/oilandgas/10076467/Fracking-could-ruin-German-beer-industry-brewers-tell-Angela-Merkel.html>

VANEGAS, O. (s.f.). Riesgos en Colombia por el fracking de lutitas. Congreso Internacional contra el fracking, (pág. 123). Bucaramanga.Colombia.

VECINO, H., & VILLADIEGO , H. (2007). Determinacion de aspectos e impactos ambientales generados por la explotacion actual del Campo Escuela Colorado. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. 2007.130p

ANEXOS

Se encuentra anexo la cartilla informativa que contiene la comparación del fracturamiento hidráulico en yacimientos convencionales y yacimientos no convencionales