

**PANORAMA ACTUAL DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA A PARTIR DEL
ANÁLISIS DE LOS PROCESOS E IMPACTOS AMBIENTALES RECOPIADOS
DE ALGUNAS EXPERIENCIAS EN ESTADOS UNIDOS Y ARGENTINA**

NICOLÁS BARRETO TORRES

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

**PANORAMA ACTUAL DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA A PARTIR DEL
ANÁLISIS DE LOS PROCESOS E IMPACTOS AMBIENTALES RECOPIADOS
DE ALGUNAS EXPERIENCIAS EN ESTADOS UNIDOS Y ARGENTINA**

NICOLÁS BARRETO TORRES

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

**Orientador
JIMMY EDGARD ALVAREZ DIAZ
Biólogo**

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

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del Director de la Especialización

Firma del Calificador

Bogotá, D.C., Octubre de 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Secretario General

Dr. Juan Carlos Posada García Peña

Decano Facultad de Educación Permanente y Avanzada

Dr. Luis Fernando Romero Suárez

Director Especialización en Gestión Ambiental

Dr. Francisco Archer Narváez

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

DEDICATORIA

A Dios, compañero incondicional de todas mis batallas.

A mis padres amados, quienes me enseñaron que todo triunfo acarrea consigo un gran sacrificio y por ende una enorme responsabilidad.

A la madre tierra, fuente infinita de sabiduría terrenal.

A todas y cada una de las personas que de alguna manera ya fuese por su ayuda o apoyo incondicional, permitieron la materialización de este gran logro.

Finalmente quiero dedicar este logro a todas las personas que alguna vez dudaron de mí, a aquellas que no pensaron que esto fuese realidad.

AGRADECIMIENTOS

Nuevamente a Dios, por siempre mantenerme encausado en el sendero del bien.

A mis padres por apoyarme siempre incondicionalmente en todos los retos que la vida me ha propuesto.

A la Fundación Universidad de América, por permitirme llegar a esta instancia académica tan importante para mi vida personal y profesional.

Al doctor Jimmy, por toda la paciencia y tiempo dedicado durante la realización de este bonito proyecto.

A todas las personas que aportaron su incondicional granito de arena para que este proyecto se diese culminado.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	17
OBJETIVOS	18
1. PROCESOS ASOCIADOS A LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	19
1.1 IMPORTANCIA DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS	19
1.2 INTRODUCCIÓN A LOS RECURSOS HIDROCARBURIFEROS	19
1.2.1 Yacimientos no convencionales	20
1.2.1.1 Tipos de yacimientos no convencionales	23
1.3 TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	28
1.3.1 Historia del fracturamiento hidráulico	28
1.3.2 Definición y aplicaciones.	29
1.3.3 Fluido fracturante y aditivos.	32
1.3.3.1 Agente Apuntalante	35
1.3.3.2 Equipos utilizados	36
1.3.4 Fracturamiento hidráulico en Argentina	42
1.3.5 Fracturamiento hidráulico en Estados Unidos	49
2. IMPACTOS AMBIENTALES ASOCIADOS AL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	52
2.1 IMPACTOS AMBIENTALES ASOCIADOS A LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	52
2.2 MARCO REGULATORIO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	53
2.2.1 Marco regulatorio del fracking en Argentina	54
2.2.2 Marco regulatorio del fracking en Estados Unidos	55
2.3 MANEJO DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES	56
2.3.1 Caso de estudio Argentina.	56
2.3.2 Caso de estudio Estados Unidos.	57
3. IDENTIFICACIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES	58
3.1 RELACIÓN ENTRE PROCESOS DEL FRACKING E IMPACTOS	58
3.2 VALORACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES	61
3.3 MANEJO AMBIENTAL	65
3.3.1 Manejo ambiental para el alto consumo de agua	66
3.3.2 Manejo ambiental de la contaminación de acuíferos subterráneos y fuentes hídricas superficiales	67
4. CONCLUSIONES	69
5. RECOMENDACIONES	70
BIBLIOGRAFIA	71

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Características distintivas de los yacimientos convencionales y no convencionales.	23
Cuadro 2. Evolución de los procesos de fracking.	28
Cuadro 3. Aditivos químicos y sus usos comunes	33
Cuadro 4. Criterios de valoración del impacto ambiental.	59
Cuadro 5. Relación entre el impacto ambiental y el componente biótico afectado.	61
Cuadro 6. Plan de Manejo Ambiental para el Consumo de Agua.	66
Cuadro 7. Plan de Manejo Ambiental para la Contaminación de Fuentes Hídricas	67

LISTA DE GRAFICOS

	pág.
Gráfico 1. Composición porcentual de un fluido de perforación hidráulica.	35
Gráfico 2. Número de impactos ambientales por componente ambiental evaluado.	62

LISTA DE IMÁGENES

	pág.
Imagen 1. Representación de los reservorios convencionales y no convencionales	22
Imagen 2. Vista al microscopio de la permeabilidad de arenas convencionales y tight sand	24
Imagen 3. Localización mundial de hidratos de metano.	25
Imagen 4. Actividad de explotación de capas de gas metano.	27
Imagen 5. Vista aérea del procedimiento del Fracturamiento hidráulico	31
Imagen 6. Blender	36
Imagen 7. Gel Pro	37
Imagen 8. Bombas de Fractura	38
Imagen 9. Manifold	38
Imagen 10. Tanques	39
Imagen 11. Montaña	39
Imagen 12. Laboratorio	40
Imagen 13. Centro de control general	40
Imagen 14. Fractura Hidráulica	41
Imagen 15. Diagrama de flujo de los procedimientos realizados en el fracturamiento hidráulico.	42

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Reservas de Shale Oil y Shale Gas en la cuenca de San Jorge	44
Tabla 2. Reservas de Shale Oil y Shale Gas en la cuenca Austral- Magallanes.	45
Tabla 3. Reservas de Shale Oil y Shale Gas en la cuenca de Paraná.	46
Tabla 4. Reservas de Shale Oil y Shale Gas en la cuenca de San Jorge.	47
Tabla 5. Rangos de importancia de los impactos ambientales.	61
Tabla 6. Matriz de valoración de impactos ambientales.	64

GLOSARIO

ACUÍFERO: zona subterránea de roca permeable saturada con agua bajo presión.

CUENCA SEDIMENTARIA: una depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos.

FLUIDO DE FRACTURA: fluido diseñado para romper la formación y llevar el agente de sostén hasta el fondo de la fractura generada.

FORMACIÓN GEOLÓGICA: serie de depósitos de distinta naturaleza cuyas facies son características del medio en que se efectúan.

FRACKING: técnica de extracción de hidrocarburos que a través de la generación de grietas o fisuras en los yacimientos que contienen hidrocarburos aumenta su permeabilidad y conductividad.

IMPACTO AMBIENTAL: efecto que produce la actividad humana sobre el medio ambiente.

MATERIAL APUNTALANTE: partículas de determinado tamaño mezcladas con fluido de fracturamiento para mantener las fracturas abiertas después de un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

PERFORACIÓN HORIZONTAL: técnica de perforación empleada cuando la desviación del pozo respecto de la vertical excede aproximadamente los 80 grados.

PERMAFROST: capa de suelo o de roca de profundidad variable en la que la temperatura ha estado por debajo de cero ininterrumpidamente durante miles de años.

PERMEABILIDAD: la capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies.

POROSIDAD: el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos.

PRESIÓN: fuerza distribuida sobre una superficie, usualmente medida en libras fuerza por pulgada cuadrada, o lbf/in.², o psi, en unidades de campo de petróleo de Estados Unidos.

RESERVA PETROLERA: las reservas son los volúmenes hidrocarburos contenidos en los yacimientos que pueden ser recuperados de un modo económicamente rentable a una fecha futura.

SHALE: formación sedimentaria que puede contener hidrocarburos pero que no tiene la suficiente permeabilidad para que los hidrocarburos puedan ser extraídos.

YACIMIENTO CONVENCIONAL: un yacimiento en el que las fuerzas de flotabilidad mantienen los hidrocarburos en el lugar por debajo de una roca de cubierta que actúa como sello.

YACIMIENTO PETROLERO: un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir hidrocarburos.

ABREVIATURAS

Bbl:	Barriles
mD:	Milidarcies (unidad de medida de la permeabilidad)
Psi:	Pounds-force per square inch (unidad de medida de presión)
TCF:	Tera-cubic feet
YNC:	Yacimientos no convencionales
YPF:	Yacimientos petrolíferos fiscales

RESUMEN

Esta monografía resalta el papel del fracking para la explotación de yacimientos no convencionales en países como Estados Unidos y Argentina. A través de la examinación de estudios de caso relacionados con estos dos países, se determinaron las características propias de la técnica y de las formaciones que permiten un aumento de la eficiencia del fracturamiento hidráulico a medida que aumentan los avances tecnológicos. Dentro de los aspectos más influyentes para el éxito en la aplicación se encontró que el diseño del fluido fracturante, el diseño de la fractura, la identificación de la zona que se quiere fracturar fueron los más importantes. Sin embargo, también presenta problemas ambientales asociados a los recursos naturales, como agua, suelo, aire y comunidad. Se encontró que los impactos ambientales más importantes que se generan de las actividades del fracking fueron: 1) el consumo de agua y; 2) la contaminación de acuíferos subterráneos y fuentes hídricas superficiales. Sin embargo, fueron 15 los impactos ambientales totales identificados, simplemente que los dos mencionados anteriormente tuvieron una calificación que se consideró alta según el rango de importancia establecido por la metodología aplicada. Además, se evidenció que los impactos ambientales ocasionados por las actividades del fracturamiento hidráulico están altamente relacionadas con el recurso hídrico, que se pueden catalogar como irreversibles o difícilmente controlables. Fueron dos las formas de relación: 1) la captación de grandes volúmenes de agua y; 2) la contaminación de las fuentes hídricas superficiales y subterráneas por los fluidos de perforación utilizados, ya sea por medio de derrames accidentales en superficie o por la migración de fluidos hasta los acuíferos desde las tuberías y fracturas creadas durante el proceso del fracking. Otro tipo de relación establecida, pero de importancia baja o media, se presentó con aquellas actividades que afectaron el suelo, aire o la comunidad, pero de una forma reversible o controlable.

Palabras claves: fracturamiento hidráulico, yacimientos no convencionales, impacto ambiental.

INTRODUCCIÓN

La creciente demanda energética según ANADON¹ ha sido la principal causante del agotamiento de las reservas de hidrocarburos, situación que es el punto de partida para que la industria hidrocarburífera implemente técnicas de extracción mucho más eficientes que las convencionales. El fracturamiento hidráulico conforme a lo expuesto por STINCO² juega un papel muy importante en la explotación de yacimientos no convencionales. La presente monografía permitió el establecimiento del panorama actual de la técnica de fracturación hidráulica o comúnmente denominada fracking, tomando como punto de partida los resultados obtenidos en experiencias realizadas en Estados Unidos y Argentina, mediante la descripción de las diferentes variables y procesos que intervienen en dicha técnica.

Se repasó todo el proceso del fracturamiento hidráulico, pasando por la evolución de la tecnología, los equipos utilizados, las características del fluido fracturante, los tipos de compuestos químicos utilizados y las experiencias a nivel internacional que permitieron vislumbrar la importancia de la técnica a nivel mundial. Por lo tanto, se observó según lo presentado por PONCE³, que el fracking es un método que permite el incremento de la productividad de un pozo mediante la generación de caminos o grietas altamente conductivas, que atraviesan las formaciones poco porosas y permeables. Las fracturas se crean mediante la inyección de un fluido a gran presión junto con un material apuntalante para que los hidrocarburos puedan escapar por las grietas o fisuras creadas o estimuladas en la formación productora, generando un aumento considerable en la producción de hidrocarburos.

Esta monografía presenta la relación entre los impactos ambientales del fracturamiento hidráulico con las diferentes actividades ejecutadas, aunque se aclara que el país normativamente está a la espera de la reglamentación y los términos de referencia para los proyectos de explotación de yacimientos no convencionales. Por lo tanto, el manejo ambiental aquí presentado se basa en los términos de referencia para los proyectos de hidrocarburos convencionales, a la espera del ajuste necesario una vez se disponga de la normativa pertinente.

¹ ANADÓN, Ernesto; MASARIK, Guisela. El Abecé De Los Hidrocarburos En Reservorios no Convencionales (Shale Gas-Shale Oil-Tight Gas). Buenos Aires: 2013. p. 4-6.

² STINCO, Luis; BARREDO, Silvia. Características Geológicas y recursos asociados con los reservorios no convencionales del tipo shale de las cuencas productivas de la argentina. En: PETROTECNIA. 2014. p. 44-66.

³ PONCE, Jorge; VELEZ, Edgar y TESSARI, Sergio. Determining Hydraulic-Fracture Orientation and Height Using After-Fracture Borehole Acoustic Attributes in the Vaca Muerta Unconventional Reservoirs. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. p. 15.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Establecer el panorama actual de la fracturación hidráulica, a partir del análisis de los procesos e impactos ambientales recopilados de algunas experiencias en Estados Unidos y Argentina.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Describir las variables de producción y explotación que definen el proceso de fracturación hidráulica.
- Identificar el impacto ambiental ocasionado por las actividades realizadas en la fracturación hidráulica.
- Establecer la relación que existe entre las diferentes actividades realizadas en la fracturación hidráulica y los impactos ambientales generados por las mismas.

1. PROCESOS ASOCIADOS A LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

1.1 IMPORTANCIA DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS

En base a lo expuesto por YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES (YPF)⁴ la historia de la humanidad se ha caracterizado por la transformación que ha sufrido el entorno para satisfacer las necesidades diarias del ser humano que aumentan exponencialmente a medida que se alcanza un mayor desarrollo tecnológico. Así que la sociedad moderna basa su forma de vida en la energía, que depende de la producción de alimentos, el transporte, la electricidad, la iluminación, la calefacción, las telecomunicaciones y las tecnologías de la información. Acorde con esto, YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES (YPF)⁵ argumenta que el aprovechamiento de la energía fósil es fundamental en el desarrollo económico actual, ya que impulsa los sectores de producción básicos, como el transporte, la alimentación, la manufactura y el desarrollo de nuevas tecnologías, entre otra infinidad de usos más.

Acorde con Anadón⁶ la explotación de los recursos del subsuelo determinó un nuevo punto de partida para el desarrollo de la humanidad; pues dicha explotación llegaría de la mano con avances tecnológicos que darían lugar a un sinfín de aplicaciones que pondrían fin a muchas de las necesidades que habían venido agobiando la vida del ser humano desde hace muchos años.

Según lo expuesto por Anadón⁷, la explotación de minerales preciosos junto con los hidrocarburos han venido siendo los recursos del subsuelo más importantes para el ser humano desde su descubrimiento. Los hidrocarburos al tener un gran número de aplicaciones e infinidad de productos derivados han logrado prevalecer sobre los minerales preciosos desde que se empezaron a explotar de manera industrializada.

1.2 INTRODUCCIÓN A LOS RECURSOS HIDROCARBURIFEROS

Para abarcar de una manera adecuada el desarrollo del presente estado del arte, a continuación se presentaran algunas definiciones y generalidades de los hidrocarburos y los diferentes tipos de yacimientos que existen.

⁴ YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES (YPF). El desafío Energético De La Argentina.2013. p. 20.

⁵ *Ibíd.*, p. 20.

⁶ ANADÓN. Op. cit., p. 4-6.

⁷ *Ibíd.*, p. 4-6.

Según CABANILLAS⁸ una definición muy acertada por la comunidad científica establece que “los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados por cadenas de carbono e hidrogeno originados en el subsuelo terrestre por transformación química de la materia orgánica depositada con rocas sedimentarias de grano fino en el pasado geológico”.

Por otro lado, CABANILLAS⁹ expone que el origen de los hidrocarburos a partir de la descomposición anóxica de material orgánico, como fitoplancton, zooplancton, algas y material vegetal. Aunque, también se afirma que pudo haberse generado durante el proceso de descomposición anóxica que ocurre en los poros de la roca, cuando el aumento de presión generado hizo que los productos de la descomposición fueran expulsados a través de los poros interconectados de las rocas a su alrededor hasta llegar a las rocas almacenadoras, las cuales poseen porosidades y permeabilidades que junto a trampas o sellos lograron la acumulación de grandes volúmenes de hidrocarburos.

1.2.1 Yacimientos no convencionales

En base a STINCO¹⁰ se puede afirmar que a partir del proceso de generación de los yacimientos explicado brevemente, estos se pueden clasificar en yacimientos o reservorios convencionales y no convencionales. Un reservorio convencional, no es nada más que la existencia de una roca generadora, una roca reservorio y una trampa geológica junto a los procesos de generación, migración y la formación de una trampa para el almacenamiento de hidrocarburos. Otro concepto muy aplicable para los yacimientos o reservorios convencionales, es aquel que afirma que son yacimientos que pueden producir de manera natural y sin estimulaciones o procesos que aumenten su productividad, volúmenes de hidrocarburos comercial y económicamente rentables.

Según BARRERA¹¹ la creciente demanda energética ha sido la principal causante del agotamiento de las reservas de yacimientos convencionales. Esta situación ha sido punto de partida para que la industria hidrocarburífera aproveche de una manera más eficiente este tipo de recursos, y a su vez el comienzo de la explotación de los yacimientos no convencionales para abastecer la creciente demanda.

⁸ CABANILLAS, Luis, et al. Hidrocarburos Convencionales y no Convencionales. En: CIENCIA HOY. Vol. 26, no. 134, p. 41-48.

⁹ CABANILLAS, Luis, et al. Petróleo y gas en la argentina: cuencas productivas. En: CIENCIA HOY. Vol. 23, no. 134, p. 49-56.

¹⁰ STINCO. Op. cit., p. 44-66.

¹¹ BARRERA, Jorge, et al. Los Gases no Convencionales En La Oferta De Gas Natural En Argentina. 2014. p. 222.

Acorde con DÍAZ¹² los yacimientos no convencionales entran en escena cuando existe la tecnología disponible para su explotación, así que el significado correcto no es fácil de dilucidar puesto que ha habido ocasiones que un yacimiento pasó de ser considerado como no convencional a convencional según paso el tiempo y consigo el desarrollo tecnológico. Un ejemplo sucedió en Estados Unidos a mediados de 1978, cuando todo el gas natural que había sido descubierto en la cuenca sedimentaria de Anadarko no se podía producir debido a que no era económicamente rentable hacerlo, es decir no existía la tecnología en aquella época para poder explotar tal cantidad de recursos descubiertos y por esto fueron considerados en su época como hidrocarburos provenientes de un reservorio no convencional.

Con lo anterior, en base a DÍAZ¹³ se quiere afirmar que la designación que se le da a un reservorio de ser o no convencional cambia con el tiempo y la evaluación económica del mismo cumple un papel fundamental para el desarrollo y explotación de los recursos descubiertos. Por lo tanto, una definición acertada para los yacimientos no convencionales (YNC) es la de ANADÓN¹⁴ que establece que “un yacimiento o reservorio no convencional presenta formaciones geológicas cuyos hidrocarburos, en su mayor parte, no migraron desde la roca generadora o roca madre hacia la roca reservorio para formar los yacimientos convencionales; dicho en otras palabras, son aquellos yacimientos cuyos hidrocarburos están almacenados en la roca generadora”.

En base a ANADÓN¹⁵ entre los yacimientos no convencionales también se incluyen aquellos reservorios que no pueden ser explotados por los métodos usados para la explotación de yacimientos convencionales. Esto conlleva a que los YNC requieren de mayores inversiones y tecnologías más avanzadas para su explotación debido a la complejidad que presentan en el subsuelo.

En la imagen 1, se presentan las diferencias existentes entre los reservorios convencionales y no convencionales, según TALLIANT¹⁶ de las cuales la más importante es la zona donde se acumulan los hidrocarburos: en un yacimiento o reservorio convencional, los hidrocarburos migran fuera de la roca madre o roca generadora a través de los canales o fisuras naturales presentes en las rocas suprayacentes a la roca generadora y son de cierta manera entrampados en formaciones con porosidades y permeabilidades que le permiten almacenarse y generar dichos reservorios; por otro lado en los yacimientos no convencionales,

¹²DÍAZ, Ignacio. Notas Sobre Yacimientos De Gas Natural no Convencional. Instituto Geológico y Minero de España, 2008. p. 367-387.

¹³Ibíd., p. 222.

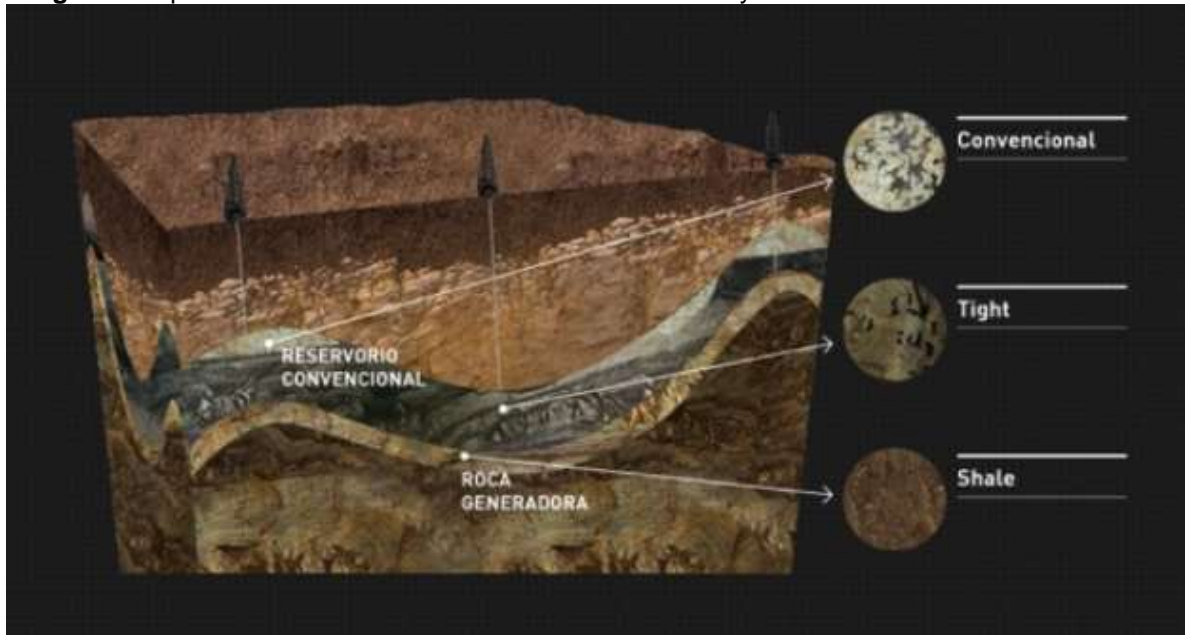
¹⁴ ANADÓN. Op. cit., p. 4-6.

¹⁵ Ibíd., p. 4-6.

¹⁶ TALLIANT, J; ROELOFFS, A; HEADEN, C. Fracking Argentina. J.D. Córdoba: 2013. p. 102.

como los reservorios apretados o shale, el hidrocarburo no logra migrar a una roca o formación que le permita su total acumulación, inclusive en algunas ocasiones los hidrocarburos ni siquiera salen de la roca generadora o roca madre.

Imagen 1. Representación de los reservorios convencionales y no convencionales



Fuente: TAILLANT, J; ROELOFFS, A; HEADEN, C. Fracking Argentina. J.D. Córdoba: 2013. p. 102.

Actualmente, el término no convencional según DÍAZ¹⁷ es usado también en la industria petrolera para identificar a los yacimientos que poseen porosidades, permeabilidades, tipos de trampas o estructuras geológicas en las que se almacenan los hidrocarburos que son diferentes a los reservorios o yacimientos convencionales. Otra característica asociada a los reservorios no convencionales radica en los elevados costos, tanto de tecnología como inversión, para la explotación y el descubrimiento de los recursos existentes en los mismos. Por lo general, estos yacimientos se encuentran a grandes profundidades donde la presión y temperatura alcanzan magnitudes extremadamente altas, que se traducen en retos mucho más complicados que los existentes al momento de explotar los hidrocarburos provenientes de yacimientos convencionales. A continuación en el Cuadro 1 se presentan algunas de las características más distintivas de ambos tipos de yacimientos, con el fin de identificar, exponer y presentar de una manera más práctica las diferencias más notorias que hay entre ellos.

¹⁷ DÍAZ. Op. cit., p. 367-387.

Cuadro 1. Características distintivas de los yacimientos convencionales y no convencionales.

YACIMIENTOS CONVENCIONALES	YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES
Existencia de una roca tipo reservorio, porosa y permeable para la acumulación de hidrocarburos.	Existencia de una roca reservorio de muy baja porosidad y permeabilidad.
Acumulación relacionada a una trampa con una roca impermeable que evita su fuga.	No necesita de una trampa para su acumulación, debido a que los hidrocarburos están alojados en la roca madre.
Normalmente presentan dentro del reservorio un límite definido o una separación inferior, entre los hidrocarburos y agua.	No hay límites definidos entre los hidrocarburos y el agua en la roca que los aloja.
Normalmente no necesitan estimulaciones (mejora artificial de la permeabilidad) para producir. Cuando lo requieren es a una escala mucho menor que la de los no convencionales.	Necesitan estimulación artificial para producir (Fracturación) de gran envergadura.
Predominan los pozos verticales sobre los horizontales.	Mejor producción con pozos horizontales.

Fuente: CABANILLAS, Luis, *et al.* Hidrocarburos Convencionales y no Convencionales. En: CIENCIA HOY. Vol. 26, no. 134, p. 41-48.

1.2.1.1 Tipos de yacimientos no convencionales

Los tipos de YNC varían en función del tipo de hidrocarburo que almacene y las condiciones en las que el mismo se encuentre en el subsuelo. Es así como estos YNC, dependiendo del tipo de hidrocarburos que contengan, pueden ser clasificados en cuatro yacimientos:

1) Gas en arenas compactas (tight gas): Según CABANILLAS¹⁸ son reservorios que en su mayoría provienen de depósitos de roca tipo arenisca (continental o marino) y en algunos casos de componentes carbonáticos, como rocas calizas caliza de muy baja permeabilidad al gas. Conforme a lo que expone BARRERA¹⁹ El gas se encuentra atrapado en rocas no porosas e impermeables, cuyas porosidades primarias están alrededor del 10% a diferencia de los yacimientos convencionales que logran alcanzar permeabilidades hasta del 35%. En sí las permeabilidades que alcanzan estos yacimientos son tan bajas que se encuentran, según por debajo de los 0,1 mD (milidarcies) en comparación con los reservorios convencionales que logran alcanzar hasta 100 mD de permeabilidad. En general, este tipo de yacimientos se encuentran ubicados a profundidades superiores a los 3500 m (11500 pies aproximadamente).

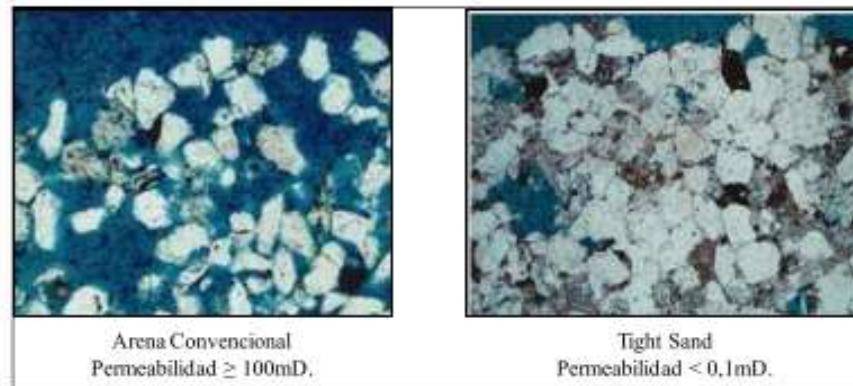
En la Imagen 2 se muestra la vista al microscopio de la diferencia en la matriz de una arena convencional y una proveniente de un reservorio no convencional tipo

¹⁸ CABANILLAS. Petróleo y gas en la argentina: cuencas productivas. Op. cit. p. 49-56.

¹⁹ BARRERA, Jorge, et al. Los Gases no Convencionales En La Oferta De Gas Natural En Argentina. 2014. p. 222.

“tight”, la cual evidencia la diferencia granulométrica que permite que una roca posea más permeabilidad que otra.

Imagen 2. Vista al microscopio de la permeabilidad de arenas convencionales y tight sand.



Fuente: BARRERA, Jorge, et al. Los Gases no Convencionales En La Oferta De Gas Natural En Argentina. 2014. p. 222.

Según lo expuesto por BARRERA²⁰ este tipo de YNC es más fácil de explotar que otros YNC similares, debido a su fácil acceso mediante simples perforaciones verticales. Otra característica prescindible de este tipo de reservorio es que requiere de estimulación por fractura hidráulica a no ser que en el mismo reservorio exista alguna red de grietas, canales o fracturas que permitan alguna conductividad del fluido atrapado. También presentan una curva de declinación de la producción bastante rápida en los primeros días, característica que hace necesario estudios previos a la explotación del mismo para manejar la sobre-presión generada al irrumpir en la formación. En la actualidad, los principales países productores de este tipo de reservas, independientemente de la cantidad de reservas que haya alrededor del mundo, son Estados Unidos y Canadá²¹.

2) El Gas metano del carbón comenzó siendo un problema en la industria de los hidrocarburos a mediados de la década de los 30's, cuando se empezaron a evidenciar los primeros indicios de bloqueo y atascamiento de tuberías, viaductos y diferentes líneas de gas que obstruían considerablemente el flujo del mismo especialmente en zonas de permafrost²². Los hidratos de gas básicamente son bolas de hielo con gas encerrado en su estructura cristalina o son moléculas de gas rodeadas por moléculas de agua a baja temperatura, donde el gas, principalmente

²⁰ Ibíd., p. 222

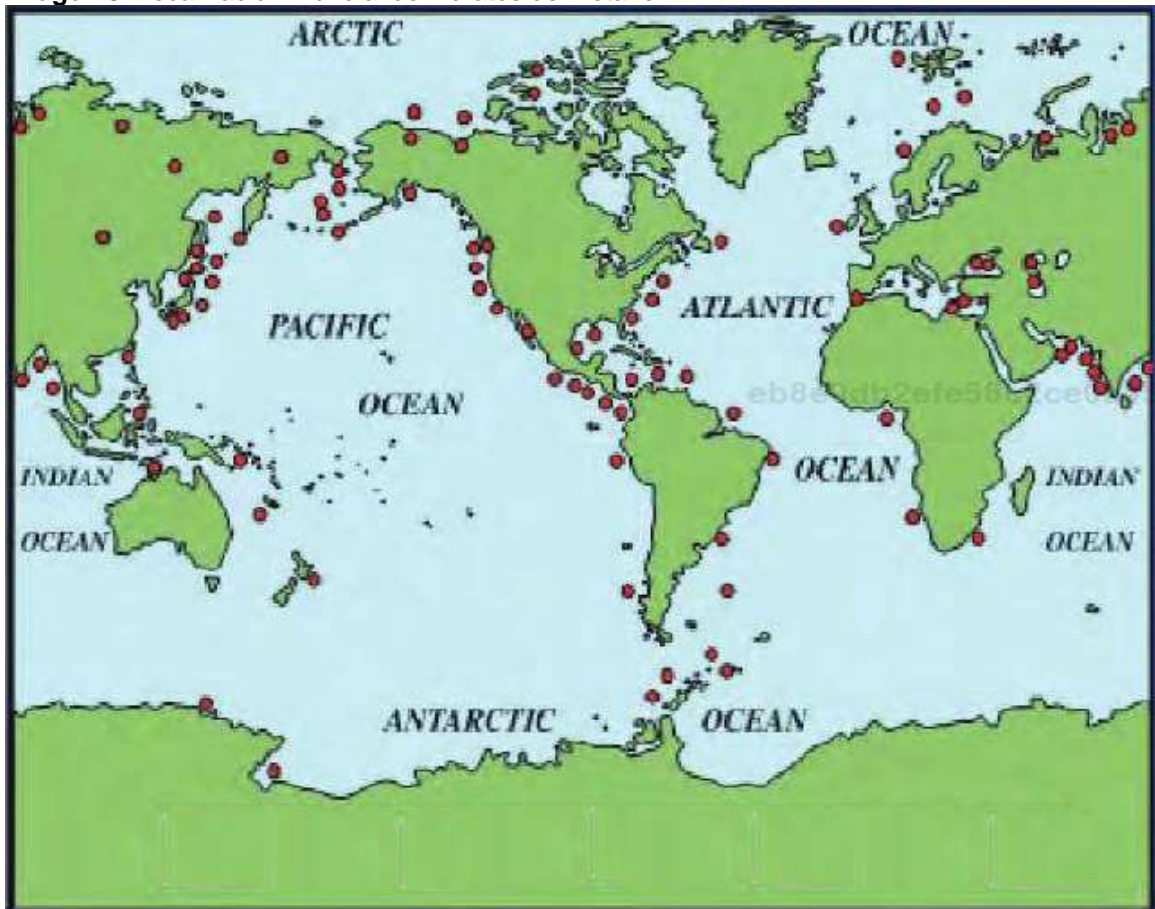
²¹ CABANILLAS. Petróleo y gas en la argentina: cuencas productivas. Op. cit., p. 49-56.

²² TAILLANT. Op. cit., p. 102.

metano, se produce a partir de la descomposición orgánica de sedimentos provenientes de fondos marinos²³.

Los hidratos de gas, según lo expuesto por CABANILLAS²⁴ se generan y son estables en condiciones de muy baja temperatura y alta presión, condiciones que se presentan en fondos marinos profundos (entre 2000 a 4000 m de profundidad) y el permafrost de las regiones polares. Si bien es un recurso que comprenden volúmenes muy importantes, no hay por el momento tecnologías seguras para explotarlo por lo que se encuentra en una etapa de investigación y experimentación. La Imagen 3 muestra la presencia de hidratos con metano, tanto en la zona continental como la marítima; se evidencia que la gran mayoría de yacimientos de hidratos de gas se encuentran en las zonas costeras debido a las condiciones favorables para su generación.

Imagen 3. Localización mundial de hidratos de metano.



Fuente: DÍAZ, Ignacio. Notas Sobre Yacimientos De Gas Natural no Convencional. Instituto Geológico y Minero de España, 2008. p. 367-387.

²³DÍAZ. Op. cit., p. 367-387.

²⁴ CABANILLAS. Hidrocarburos Convencionales y no Convencionales. Op. cit., p. 41-48

3) El Gas en hidratoso Coal Bed Methane (CBM), según DÍAZ²⁵ también conocido como gas de lecho de carbón, es gas natural que contiene prácticamente 100% metano (CH₄) que se produce desde las capas de carbón. Durante muchos años, afirma CRIADO²⁶ este tipo de gas proveniente de las formaciones de carbón era de gran preocupación por los mineros de épocas remotas puesto que el metano presente en dichas formaciones se almacenaba en las galerías y cámaras que los mineros realizaban para la extracción del carbón creando atmósferas explosivas y tóxicas.

Según CABANILLAS²⁷ en este tipo de YNC, el carbón actúa al mismo tiempo como roca madre y como roca almacén, allí el 95% del gas se encuentra adherido sobre la superficie interna del carbón debido a la presión del agua que lo rodea y el 5% está en forma libre en las grietas, fisuras y fracturas. Este yacimiento se diferencia de los reservorios convencionales, porque el gas está absorbido en la estructura interna de las rocas, es decir, no se presenta almacenado en la estructura porosa de la roca almacenadora, como ocurre en los yacimientos convencionales.

La manera más adecuada en base a lo expuesto por DÍAZ²⁸ acerca de la explotación es a través de la extracción del agua que se encuentra asociada al gas para poder disminuir la presión del mismo y así lograr que el metano presente se libere y fluya hacia la superficie. La explotación de este tipo de reservorios puede llevarse a cabo mediante cuatro técnicas de ingeniería las cuales son las siguientes:

- La recolección del gas en los caudales de ventilación en las minas de carbón
- La inyección de oxígeno a presión y agua pulverizada para la adsorción del metano en presente en la formación
- La recuperación del metano presente en el carbón virgen
- La recuperación del metano liberado que se libera cuando se extrae el carbón o las rocas adyacentes a causa de las labores mineras.

En la Imagen 4, se puede apreciar la actividad de explotación de las capas de metano mediante la extracción controlada del carbón procedente de las mismas.

²⁵ DÍAZ. Op. cit., p. 367-387.

²⁶ CRIADO, Javier. Estudio De Las Tecnologías Para La recuperación De Shale Gas. 2015. p. 107.

²⁷ CABANILLAS. Hidrocarburos Convencionales y no Convencionales. Op. cit., p. 41-48

²⁸ DÍAZ. Op. cit., p. 367-387.

Imagen 4. Actividad de explotación de capas de gas metano.



Fuente: TAILLANT, J; ROELOFFS, A; HEADEN, C.
Fracking Argentina. J.D. Córdoba: 2013. p. 102.

4) El Gas y petróleo de esquisto, es el último tipo de YNC analizado, BARRERA²⁹ el cual es el más común de todos y hace referencia a las formaciones de *shale* que por acciones de presión y temperatura lograron almacenar en su interior los hidrocarburos. Los *Shales* son los YNC explotados en la actualidad, principalmente en Estados Unidos y Canadá. En el mundo se encuentran alrededor de 668 reservorios de este tipo en el mundo, repartidos en 142 cuencas sedimentarias.

CABANILLAS³⁰ afirma que los hidrocarburos se pueden almacenar en los *shale* de tres formas principales: la primera a manera de fluido en estado líquido, es decir petróleo, el cual se acumula en las grietas, fisuras y pequeños intersticios de la matriz de la roca generadora (*Shale*); la segunda en forma de gas o *Shale gas*, que se presenta ya sea como gas libre en los poros de la roca, igual a como se presenta en los depósitos convencionales, o adherido en la superficie de la materia orgánica, que luego se libera cuando la presión del yacimiento cae con la producción del gas libre; y finalmente, en forma de solución escondido en los nano-poros de los componentes de la fracción residual resultante de la destilación del petróleo.

Según lo presentado por CHEBLI³¹ los *Shales* o *lutitas* corresponden a un tipo de roca sedimentaria de escala granulometría de 0,031 mm aproximadamente, las cuales pueden contener petróleo y gas en condiciones distintas a las convencionales. Para la extracción de los fluidos almacenados en los *Shales* se

²⁹ BARRERA. Op. cit., p. 222.

³⁰ CABANILLAS. Hidrocarburos Convencionales y no Convencionales. Op. cit., p. 41-48.

³¹ CHEBLI, G., et al. El Shale Gas En La Provincia Del Neuquén. 2011. P. 24.

emplea habitualmente la técnica de perforación usada para extraer los hidrocarburos de los reservorios convencionales, cuya única variación radica en la implementación de nuevas tecnologías para poder extraer los fluidos almacenados en este tipo de reservorio no convencional. Las tecnologías implementadas son la perforación direccional y la estimulación por fracturación hidráulica.

1.3 TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El *fracturamiento hidráulico* o *Fracking*, es el método más acertado y apropiado para la correcta explotación de los hidrocarburos en los YNC. Con el uso de esta técnica se crean canales de comunicación entre el pozo y la formación por medio de fracturas inducidas en la roca, que alberga los hidrocarburos, a fin de lograr un aumento de los recursos obtenidos de dicho yacimiento.

1.3.1 Historia del fracturamiento hidráulico

De acuerdo a PASTO³² el *Fracking* ha venido siendo utilizada desde hace varios años en algunos países para la explotación de YNC y la optimización de algunos yacimientos convencionales. Tiene sus orígenes en Estados Unidos, en la década de los años 40 del siglo XX, específicamente en el campo de gas llamado Hugoton en el Estado de Kansas. En 1949 se inició la práctica de fracturamiento hidráulico para la optimización de yacimientos convencionales en Estados Unidos y solo hasta 1977 se implementó en la explotación de yacimientos no convencionales. En la década de los 80's, se masificó el desarrollo e implementación del *Fracking* debido a la obtención de información relacionada con el comportamiento de la fractura proveniente de más de 800 mil tratamientos realizados tan solo en Estados Unidos, cifra que ascendería a más de un millón de tratamientos para la década de los 90's. En el Cuadro 2, se muestra la evolución de los procesos del Fracking, en cuanto a innovación en tecnología y materiales que las distintas empresas han venido utilizando para lograr una mayor eficiencia en la implementación de dicha técnica.

Cuadro 2. Evolución de los procesos de Fracking.

Tipo de Fracking	Descripción
Primeras técnicas de fracturación	Emplea explosivos como la nitroglicerina y el gel napalm (gasolina gelatinosa)
Segundas técnicas de fracturación	Emplea agua con geles químicos y espuma
Slickwater fracking	Emplea mayores cantidades de agua con tenso activos* y otros tipos de inhibidores de fricción (lubricantes), que crean una serie de fracturas horizontales a lo largo de la formación rocosa.
Movable Sleeves	Proceso donde se fracturan con un tubo, con varias fisuras, que cabe perfectamente en los pozos y permite que se filtre la mayoría del gas que emerge.

³² PASTO, María. Diseño Preliminar De Fracturamiento hidráulico Para Pozos Infill Del área Certeza Campo Gustavo Galindo Velasco. 2015. p. 128.

Cuadro 2. (Continuación)

Tipo de Fracking	Descripción
HiWAY	Proceso que genera grietas más grandes en las perforaciones que las que generan los actuales procesos. Cada vez más compañías comienzan a utilizar este proceso. Su creador Schlumberger, afirma que este proceso utiliza menos agua y arena que el fracking convencional.
RapidFrac	Fractura las formaciones de forma horizontal y después inyecta los fluidos, asegurando que las rocas vecinas también se agrieten. Este proceso es más rápido y barato que el fracking tradicional que perfora una formación rocosa a la vez.

Fuente: SANCHEZ, Julieta. La revolución energética del siglo XXI, fracturación hidráulica vs energía renovable. En: PERFILES DE LAS CIENCIAS SOCIALES. Vol. 2, no. 3. 2014. p. 13.

En Argentina, ASKENAZI³³ afirma que el fracturamiento hidráulico fue usado en un principio para aumentar la permeabilidad de los yacimientos convencionales. El primer registro que se tiene de fracturamiento hidráulico en Argentina proviene del año 1959 en la provincia del Neuquén, pero no fue sino hasta el año 2012 cuando la explotación de YNC empezó a desarrollarse de una manera más extensa tras el descubrimiento del potencial hidrocarburífero de la formación Vaca Muerta en la cuenca del Neuquén.

En Europa, AITOR³⁴ establece que el panorama del uso del fracturamiento hidráulico ha sido más conservador puesto que varios países optaron por la prohibición de esta técnica hasta no corroborar de manera concreta la no afectación al medio ambiente. En el año 2011, Francia prohibió el uso de esta técnica y a mediados del 2012 varios países como Bulgaria, Alemania, Reino Unido, Suiza, Austria e Irlanda tomaron la misma decisión.

1.3.2 Definición y aplicaciones.

Acorde a CHEW³⁵ el principal objetivo del Fracturamiento hidráulico es crear o aumentar la permeabilidad donde antes no existía o era mínima para mejorar la conductividad entre los hidrocarburos almacenados en el yacimiento y el pozo perforado; es decir, establece o restablece las condiciones óptimas para que el flujo de los hidrocarburos se realice de una manera más adecuada y menos compleja. A

³³ ASKENAZI, Andrés; et al. Analogía entre la formación Vaca Muerta y Shale Gas / Oil Plays de EEUU. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. p. 20.

³⁴ AITOR URRESTI; Florent Marcellesi. Fracking: una fractura que pasará factura. En: Ecología política. p. 14.

³⁵ CHEW, K. The future of oil: Unconventional fossil fuels. En: PHILOSOPHICAL TRANSACTIONS OF THE ROYAL SOCIETY. p. 34.

su vez BORBÓN³⁶ afirma que el Fracturamiento hidráulico también recibe el nombre de estimulación hidráulica o hidrofractura, cuando se quiere crear canales de transporte para los hidrocarburos donde por las condiciones petrofísicas antes no existían.

Entre las razones más predominantes según AITOR³⁷ para la implementación del Fracturamiento hidráulico se encuentran: 1) presencia de una roca homogénea de baja porosidad y permeabilidad; 2) presencia de un gran daño en la formación en las cercanías a la cara del pozo y resulta de vital importancia que los hidrocarburos sobrepasen este último; 3) yacimientos aislados y que no pueden ser alcanzados por métodos convencionales; 4) recuperación secundaria para aumentar o mejorar el índice de inyectividad o de productividad de un pozo y; 5) creación de fisuras interconectadas entre sí o canales en las vecindades del pozo para aumentar la conductibilidad en procesos mucho más complejos, como alguna inyección de gas o agua y en ocasiones combustiones in situ.

Otras aplicaciones actuales del fracturamiento hidráulico según CRIADO³⁸ son: 1) la geotermia o el aprovechamiento de la energía en forma de calor que se presenta en la parte interna de la corteza terrestre, donde se estimula la formación por medio de fracturas que permitan la circulación del agua y la energía; 2) la estimulación de pozos productores de agua que por acciones de tiempo y depletaciones en la presión disminuye la producción de manera notable; 3) en la minería subterránea para preacondicionar el terreno antes de la extracción del material explotado; 4) la determinación de los esfuerzos geomecánicos que son sometidos sobre una roca; 5) el secuestro del dióxido de carbono mediante la creación de un yacimiento o reservorio artificial por medio de fracturas o la adecuación de un yacimiento de petróleo o gas ya depletado que logre almacenar dicho fluido y; finalmente AITOR³⁹ afirma que también 6) la perforación de yacimientos convencionales para que puedan acceder de manera fácil a la formación logrando un aumento de la producción.

³⁶ BORBÓN, Carolina. Identificación De Los Posibles Impactos Ambientales Por El Fracturamiento Hidráulico De Yacimientos no Convencionales. 2015. p. 25.

³⁷ AITOR URRESTI; Florent Marcellesi. Fracturamiento Hidráulico Del Pozo Yaxche 49H. 2009. p. 101.

³⁸ CRIADO. Op. cit., p. 107.

³⁹ AITOR. Fracking: una fractura que pasará factura, OP. Cit. p. 14.

Imagen 5. Vista aérea del procedimiento del Fracturamiento hidráulico



Fuente: ANDREWS, Anthony, et al. Unconventional Gas Shales: Development, Technology, and Policy Issues Diane Publishing. 2009. 53 p.

En la explotación de YNC, CHEW⁴⁰ afirma que el fracking se utiliza para fracturar las rocas cercanas a la cara del pozo por medio de múltiples puntos de cañoneo a lo largo de una perforación horizontal, la fractura se propaga cuando la presión del fluido a ser inyectado supera la presión ejercida de la roca generando así canales y fisuras que se mantienen abiertas mediante la inyección de propantes que son por lo general granos de arena.

BORBÓN⁴¹ establece que la implementación de un fracturamiento hidráulico en la explotación de un YNC comienza con la perforación de un pozo exploratorio que contiene una plataforma para que el respectivo equipo de perforación sea ensamblado. Posteriormente se realiza la perforación vertical, inclinada u horizontal del pozo que atraviese las capas más superficiales y acuíferos hasta alcanzar la formación de interés, la cual se encuentra entre los 3000 y 6000 metros de profundidad. Una vez se alcanza la formación objetivo empieza en si la implementación de la técnica del fracking, a diferencia de lo que ocurre con la explotación de un yacimiento convencional que se completa de manera convencional por medio de cañoneos o simplemente con revestidores ranurados para empezar la producción del mismo.

En lo que se refiere con el completamiento de un pozo diseñado para explotar un YNC ARNEDO⁴² establece que se requiere la aplicación de la técnica del fracking,

⁴⁰ CHEW. Op. cit., p. 34.

⁴¹ BORBON. Op. cit., p. 25

⁴² ARNEDO, Ana y Yules, Karla. Fracking: Extracción De Gas y Petróleo no Convencional, y Su Impacto Ambiental. p. 34.

que consiste en la inyección de un fluido fracturante a elevadas presiones de aproximadamente 20000 psi a través de perforaciones realizadas en la tubería con el fin de lograr crear los canales de conductividad mencionados anteriormente.

1.3.3 Fluido fracturante y aditivos.

Según VAZQUEZ⁴³, el fluido de perforación tiene como función principal el cumplimiento de dos condiciones fundamentales: “la primera es mantener abierta y extender la fractura realizada en el procedimiento y la segunda es servir de medio de transporte al apuntalante a través de toda la fractura”. En base a TAILLANT⁴⁴ que afirma que el fluido de fracturación o fluido fracturante debe soportar y manejar las presiones necesarias para lograr el fracturamiento de la formación que posee en su interior los hidrocarburos. Este fluido es diseñado en función del gradiente de presión de la zona que se desea fracturar, lo cual dependerá directamente de la profundidad a la que se desee implementar dicha técnica. Acorde a lo presentado por VAZQUEZ⁴⁵, un fluido de perforación debe presentar las siguientes características:

- Baja pérdida de fluido con el fin de lograr la penetración deseada con la menor cantidad de fluido fracturante.
- Viscosidad adecuada para lograr crear la fractura y el debido transporte del material apuntalante.
- Minimizar las pérdidas de fricción en la fractura
- Poseer buena estabilidad de temperatura.
- Compatibilidad con la formación para realizar el menor daño posible a la misma.
- Buena capacidad de limpieza y retorno a superficie del mismo.
- Bajos costos operativos y de fabricación.

A su vez en el diseño del fluido fracturante VAZQUEZ⁴⁶ también afirma que resulta importante tener en consideración algunas características, como: temperatura de la formación, gastos de bombeo y volúmenes usados (posibilidad de pérdidas de fluido), tipo de formación a fracturar (presión de fractura), compatibilidad del fluido con la formación, profundidad de la fractura y tipos de apuntalante.

⁴³ VAZQUEZ, Juan. Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico. México. 2009. p. 198.

⁴⁴ TAILLANT. Op. cit., p. 102.

⁴⁵ VAZQUEZ. Op. cit., p. 198.

⁴⁶ VAZQUEZ. Op. cit., p. 198.

Según AITOR⁴⁷, los tipos de fluidos de fractura mayormente utilizados son los que tienen como base agua, aceite, diésel o kerosene, espumas y dióxido de carbono (CO₂). La base del fluido contiene alrededor del 90% de agua, o en su defecto otras bases, como dióxido de carbono, nitrógeno o gas propano. Junto a la base del fluido también se inyecta un propante o apuntalante que tiene como función primordial mantener abiertas las fisuras o fracturas generadas al exceder la presión del fluido inyectado la presión de fractura de la roca de la formación. Junto a la base del fluido y el apuntalante, el fluido fracturante ha de tener también una serie de aditivos químicos que cumplen varias funciones como bactericidas, estabilizadores de arcillas, inhibidores de la corrosión, antioxidantes, salmueras, reductores de fricción y otros más. En Cuadro 3, se observan los distintos aditivos utilizados y sus respectivas funciones o usos más comunes.

Cuadro 3. Aditivos químicos y sus usos comunes

Categoría compuesta	Propósito	Ejemplo
Agentes tenso activos/ humectantes	La reducción de la tensión superficial de los líquidos, la viscosidad aumenta	Isopropanol
Sal	Genera un fluido portador de salmuera	Cloruro de potasio
Gelato (Agente Gelificante)	Mejora el transporte de agentes sostén	Goma gar, hidroxietil celulosa
Inhibidor de incrustaciones	Prevención y deposición de precipitados pocos solubles.	Etilenglicol
Reguladores de pH	Mantiene la eficacia de otros componentes	Carbonato de Sodio o Potasio
Chain Braker	Reduce la viscosidad en fluidos que contienen gel para depositar el agente sostén	Persulfuro de Amonio
Reticulante	Mantiene la viscosidad de fluido con los aumentos de temperatura	Sales de borato
Control del Ión Hierro	Prevención de la precipitación del Ión Hierro	ácido cítrico
Inhibidor de corrosión	Evita la corrosión de las tuberías	Dimetilformamida
Biosida/ Bactericida	Prevención del crecimiento bacteriano, la prevención de la bicapa. Evitar la formación de sulfuro de hidrogeno	Glutanaldehido
Ácidos	Limpieza de las partes de perforación y cemento, resolución de minerales solubles en acido	ácido clorhídrico o ácido muriático

⁴⁷ AITOR URRESTI. Fracturamiento Hidráulico Del Pozo Yaxche 49H, Op. cit., p. 101.

Cuadro 3. (Continuación)

Reductor de fricción	La reducción de fricción dentro de los fluidos permite que el fluido de fractura se bombee a velocidades más rápidas y presiones más bajas	poliacrilamida o aceite mineral
Anti oxidante	elimina el oxígeno para prevenir la corrosión	bisulfato de amonio
Agentes de Sostén	sostiene las fracturas abiertas para permitir el gas salir	sílice, arena o cuarzo
Estabilizador de alta temperatura	prevención de una descomposición prematura del ge a altas temperaturas	---
solvente	mejora la solubilidad de los aditivos	---
espumas	apoyo al transporte de agentes sostén	---
carroñero de sulfuro de hidrogeno	eliminación del sulfuro de hidrogeno para evitar la corrosión del sistema	---

Fuente: CRIADO RISCO, Javier. Estudio De Las Tecnologías Para La recuperación De Shale Gas. 2015. p.107.

AITOR⁴⁸ afirma que los fluidos base agua son los más usados actualmente debido a su bajo costo y alto desempeño, en cuanto a su facilidad de manejo, bajo riesgo de inflamabilidad y elevada capacidad de adaptabilidad a las condiciones de operación. Este tipo de fluido por lo general siempre va acompañado de algún agente gelificante para evitar la presencia de residuos en la formación. Por otro lado, los fluidos base aceite presentan la cualidad de ser altamente compatibles con los fluidos de la formación, su principal debilidad radica en su alta inflamabilidad y generación de impactos ambientales. Algunas veces se han ensayado algunos fluidos base Diesel y Kerosene, los cuales aportan elevados valores de viscosidad, característica que se ve principalmente reflejada en la generación de fracturas mucho más profundas y anchas.

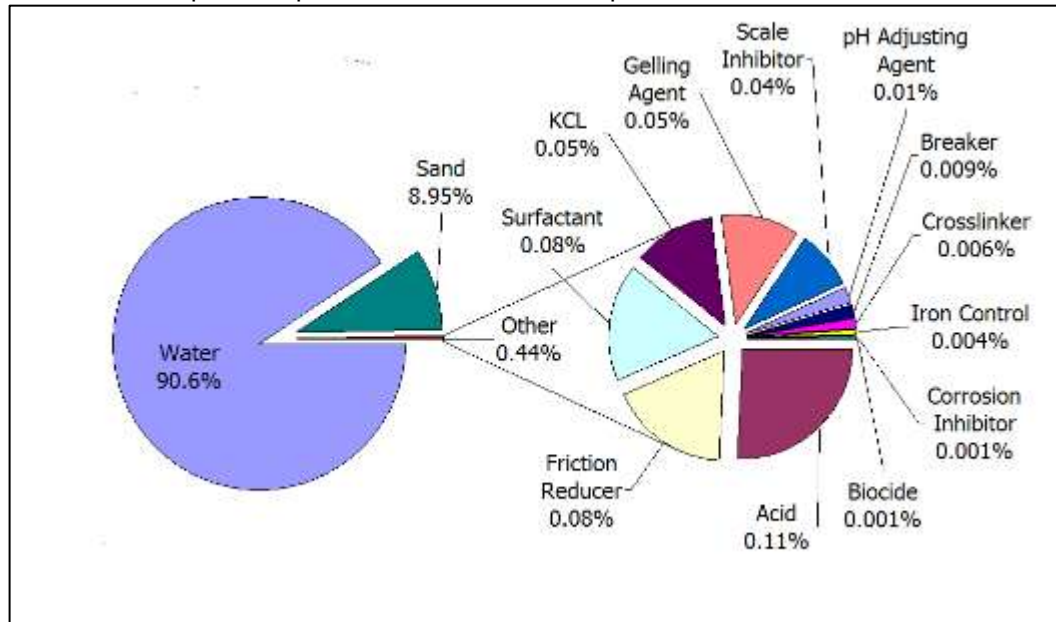
En cuanto a los aditivos químicos utilizados, según Aitor⁴⁹ están los inhibidores de arcillas (Cloruro de Potasio), bactericidas, controladores de pH, fluidos gelificantes, activadores iónicos, surfactantes, rompedores de emulsiones, controladores de pérdida de filtrado y reductores de fricción. Estos últimos se pueden ver representados en el Cuadro 3.

⁴⁸ AITOR URRESTI; Florent Marcellesi. Fracturamiento Hidráulico Del Pozo Yaxche 49H, Op. Cit. p. 101.

⁴⁹ *Ibíd.*, p. 101.

Para identificar de una manera más directa lo descrito anteriormente en el gráfico 1 se puede ver una representación porcentual de los componentes básicos de un fluido usado en la técnica de fracturamiento hidráulico, cuyo mayor porcentaje es el agua, seguida por una pequeña fracción de arena y otros aditivos empleados.

Gráfico 1. Composición porcentual de un fluido de perforación hidráulica.



Fuente: DAN, Arthur. Evaluating the environmental implications of hydraulic fracturing in shale gas reservoirs. p. 21

1.3.3.1 Agente Apuntalante

Según VAZQUEZ⁵⁰, el agente apuntalante o propante mantiene abiertas las grietas, fracturas o fisuras generadas por el fluido fracturante una vez haya ocurrido el proceso de fractura y se haya removido el fluido de fractura de la formación, todo con el fin de permitir que los fluidos del yacimiento logren migrar al pozo para ser llevados a la superficie.

Las características principales de un agente fracturante es su alta permeabilidad, alta fuerza y resistencia a los choques, baja densidad para aumentar la capacidad de transporte del mismo, insolubilidad en los fluidos tanto de la formación como los de la fracturación y bajo costo. A su vez, el Instituto Colombiano del Petróleo (API) ha establecido otras características que son importantes para monitorear el correcto desempeño de la operación: la redondez y esfericidad, la gravedad específica, la densidad (bulk), el tamaño de grano, la solubilidad en ácido, el contenido de lima y arcilla, la resistencia a la compresión y el agrupamiento⁵¹.

⁵⁰ VAZQUEZ. Op. cit., p. 198.

⁵¹ VAZQUEZ. *Ibíd.*, p. 198.

En base a lo expuesto por AITOR⁵² se conoce que existen en particular 4 tipos de apuntalante, los cuales difieren por la presión de operación o la presión que logran soportar al ser inyectados dentro de la fractura, grieta o fisura realizada en el proceso. Estos tipos de apuntalante son: la arena natural, la cual se caracteriza por ser muy económica y alcanzar presiones de operación hasta los 4000 psi; las arenas cerámicas o resinadas, que poseen mayor resistencia que las anteriores con rangos de presiones de operación que varían desde los 5000 psi hasta los 14000 psi; finalmente los cerámicos de alta, media y baja resistencia, que son totalmente sintéticos y cuyas presiones de operación logran de igual manera llegar a los 14000 psi aproximadamente.

1.3.3.2 Equipos utilizados

En la implementación del proceso de fracturamiento hidráulico VAZQUEZ⁵³ afirma que intervienen diferentes equipos los cuales permiten que las distintas operaciones realizadas se lleven a cabo de manera segura y eficiente. Los equipos más utilizados en el proceso del fracturamiento hidráulico son:

El **Blender** cuya función es mezclar y adicionar correctamente los diferentes aditivos químicos junto con el agente apuntalante. Este equipo se configura en un tracto camión, acoplando los distintos componentes que posee, como: mangueras de cargue y descargue, bombas de centrifugas, tina agitadora, sistema para adicionar los distintos aditivos, sistemas hidráulicos para manejar todos los equipamientos del blender y la respectiva instrumentación para la correcta medición y control de las variables de operación (ver Imagen 6).

Imagen 6. Blender



Fuente: VAZQUEZ, Juan. Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico. México. 2009. p.198.

⁵²AITOR. Fracturamiento Hidráulico Del Pozo Yaxche 49H. Op. Cit., p. 101.

⁵³ VAZQUEZ. Op. cit., p. 198.

El **Gel Pro** es un segundo tracto camión que se encarga de controlar el suministro de agua y el tiempo de residencia de la hidratación, junto con su respectivo almacenamiento (ver imagen 7).

Imagen 7. Gel Pro



Fuente: VAZQUEZ, Juan. Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico. México. 2009. p.198.

Las **bombas de fractura** son empleadas para lograr o generar las presiones de fractura, es decir suministran la energía al fluido fracturante para que este alcance la presión de fractura de la roca y logre la creación de las grietas o fisuras (ver imagen 8).

Imagen 8. Bombas de Fractura



Fuente: VAZQUEZ, Juan. Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico. México. 2009. p.198.

El **Manifold** es el conjunto de varios componentes que tienen como finalidad la concentración de los fluidos provenientes de las bombas de fractura para luego enviarlo hacia la formación (ver imagen 9).

Imagen 9. Manifold



Fuente: VAZQUEZ, Juan. Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico. México. 2009. p.198.

Los **tanques** almacenan los fluidos empleados en el fracturamiento hidráulico a excepción del material apuntalante (ver imagen 10).

Imagen 10. Tanques



Fuente: VAZQUEZ, Juan. Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico. México. 2009. p.198.

La **montaña** es un dispositivo empleado para almacenar el material apuntalante (ver imagen 11).

Imagen 11. Montaña



Fuente: VAZQUEZ, Juan. Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico. México. 2009. p.198.

El **laboratorio** es un lugar equipado con dispositivos que permiten la medición de parámetros para garantizar y controlar óptima, adecuada y precisamente la calidad del agua y la medición de distintos parámetros utilizados en el procedimiento de fracturamiento hidráulico (ver imagen 12).

Imagen 12. Laboratorio



Fuente: VAZQUEZ, Juan. Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico. México. 2009. p.198..

El **centro de control general** lleva a cabo todo el monitoreo y control de las variables que intervienen en todos los procesos con el fin de tomar decisiones que lleven a cabo el objetivo planeado en la técnica de fractura (ver imagen 13).

Imagen 13. Centro de control general



Fuente: VAZQUEZ, Juan. Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico. México. 2009. p.198.

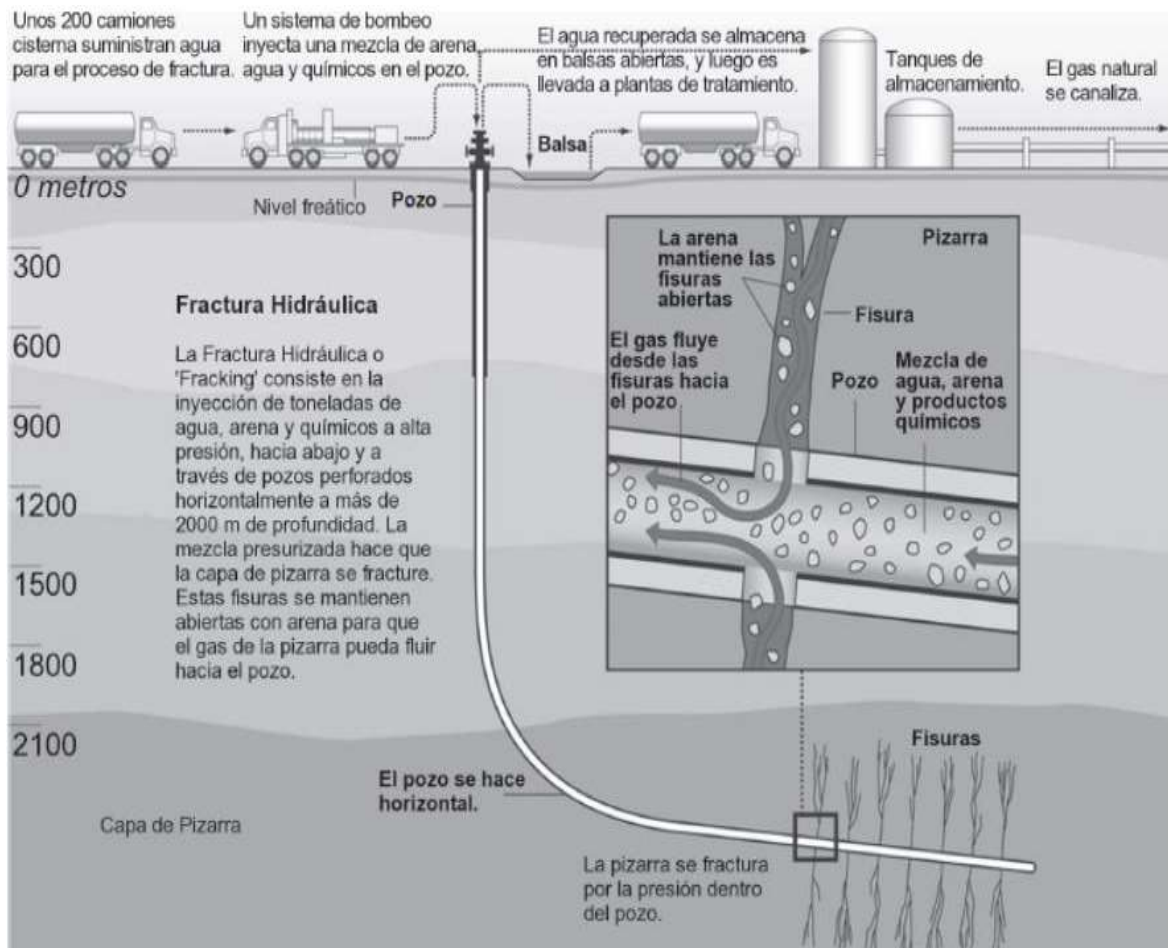
VAZQUEZ⁵⁴ también establece que el tiempo de perforación varía de acuerdo a la extensión que presente el yacimiento o la formación que se esté perforando, pero en promedio puede durar alrededor de 2 a 5 días de actividad continua las 24 horas del día. Al final del procedimiento, la vida útil o productiva de los pozos es de

⁵⁴ VAZQUEZ. Op. cit., p. 198.

aproximadamente 7 años. Es recomendable que apenas llegue al tope máximo de productividad o vida útil, estos sean desmantelados y sellados, con la función de evitar que en un futuro las fracturas provoquen contaminaciones de posibles acuíferos o zonas de importancia ecológica y ambiental.

A continuación en la Imagen 14, se logra evidenciar de una manera mucho más didáctica el procedimiento realizado en la técnica de fracturamiento hidráulico, donde se interviene la locación con el equipo de fracturación y los diferentes entes asociados a dicha técnica.

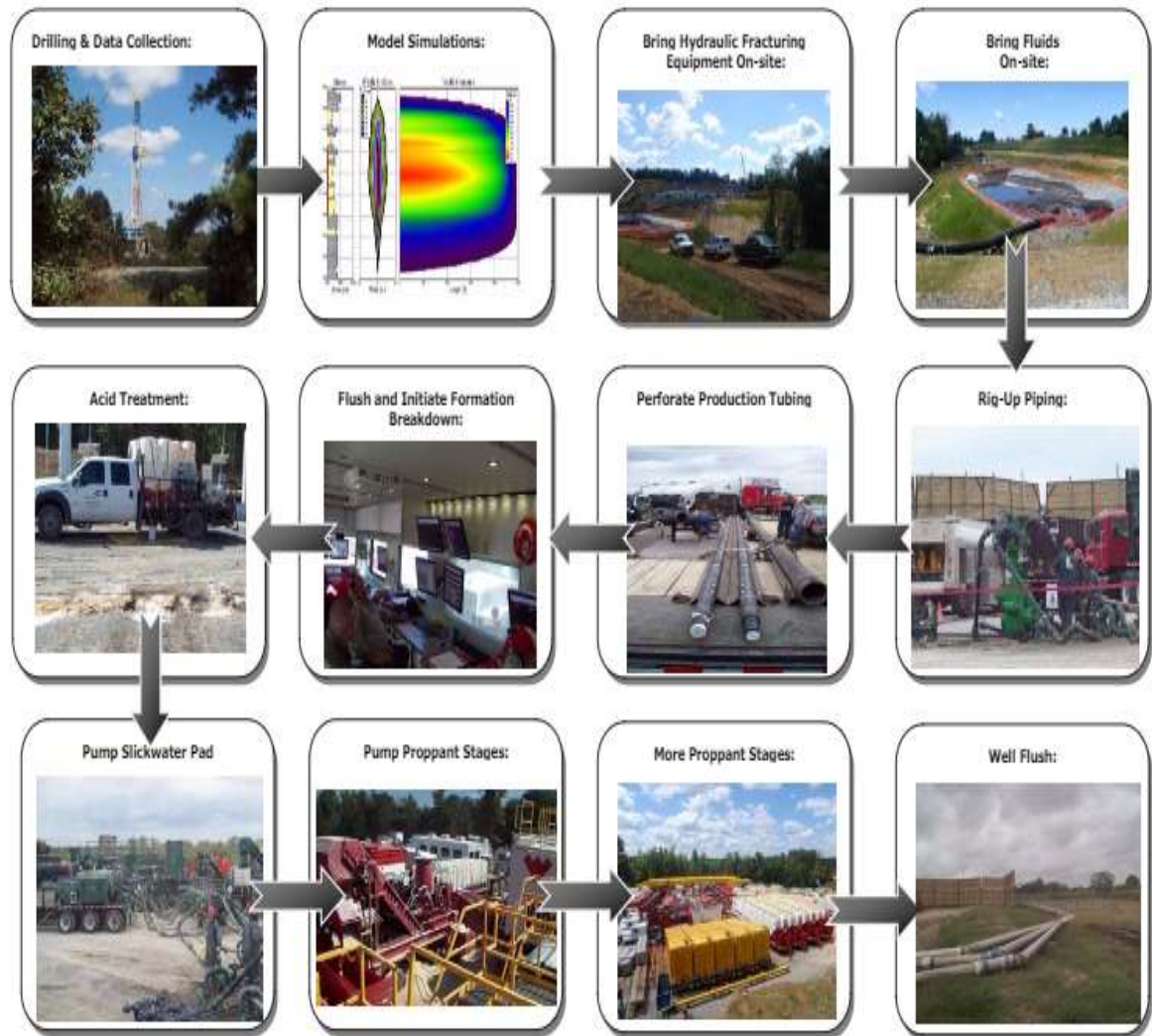
Imagen 14. Fractura Hidráulica



Fuente: VAZQUEZ, Juan. Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico. México. 2009. p.198.

Para complementar lo explicado en la Imagen 15, se presenta el diagrama de flujo de las actividades realizadas en la técnica de fracturamiento hidráulico, la cual va desde la recolección de datos hasta la disposición de los lodos del yacimiento.

Imagen 15. Diagrama de flujo de los procedimientos realizados en el fracturamiento hidráulico.



Fuente: DAN, Arthur. Evaluating the environmental implications of hydraulic fracturing in shale gas reservoirs. p. 21.

1.3.4 Fracturamiento hidráulico en Argentina

CABANILLAS⁵⁵ afirma que los YNC cobraron importancia en Argentina, cuando en el 2011, el Departamento de Energía de los Estados Unidos difundió un estudio que presentaba un informe sobre los recursos hidrocarbúricos recuperables de 48 cuencas sedimentarias en 32 países. Según este informe, el potencial hidrocarbúrico de YNC en Argentina la posicionaba en el tercer lugar de la clasificación en recursos shale después de China y Estados Unidos. Como se logra ver en el Mapa 1, Argentina posee en su territorio aproximadamente cuatro cuencas

⁵⁵ CABANILLAS. Petróleo y gas en la argentina. Op. cit., p. 9-46.

productivas de petróleo y gas, las cuales serán mencionadas y explicadas a continuación.

Mapa 1. Cuencas prospectivas de Shale en Argentina.



Fuente: U. S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina. Washington. September. 2015. p. 37.

Acorde con ESCOBAR⁵⁶ la **Cuenca Golfo San Jorge**, que se encuentra al sur en la Patagonia, posee rocas de origen continental y edad Jurásica, Cretácica y Terciaria. Es la cuenca productora de las provincias de Chubut y norte de Santa Cruz. DI SBROIIVACCA⁵⁷ afirma que los recursos de gas in situ equivalen a 438 TCF (11.831 miles de millones de m³), de los cuales cuenta con recursos no

⁵⁶ ESCOBAR, Esther. Unlocked Shale gas: Latin-American potential. A case study of Mexico and Argentina Case Study. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 2014. p. 16.

⁵⁷ DI SBROIIVACCA, Nicolás. Shale Oil y Shale Gas En Argentina. Estado De Situación y Prospectiva. Bariloche: 2013. p. 20.

probados técnicamente recuperables (estimados con un factor de recobro del 20%) equivalentes a 86 TCF (2.322 miles de millones de m³). Los hidrocarburos líquidos presentes en esta cuenca sedimentaria equivalen a 16700 millones de bbl, de los cuales los recursos no probados técnicamente recuperables alcanzan los 500 millones de bbl (Tabla 1).

Tabla 1. Reservas de Shale Oil y Shale Gas en la cuenca de San Jorge

Basic Data	Basin/Gross Area		San Jorge (46,000 mi ²)			
	Shale Formation		Pozo D-129			
	Geologic Age		L. Cretaceous			
	Depositional Environment		Lacustrine			
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		920	540		
	Thickness (ft)	Organically Rich	1,200	1,200		
		Net	420	420		
	Depth (ft)	Interval	6,600 - 8,000	8,000 - 10,000		
Average		7,300	9,000			
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Normal	Normal		
	Average TOC (wt. %)		2.0%	2.0%		
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%		
	Clay Content		Med./High	Med./High		
Resource	Oil Phase		Oil	Condensate		
	OIP Concentration (MMbbl/mi ³)		63.7	20.3		
	Risked OIP (B bbl)		14.1	2.6		
	Risked Recoverable (B bbl)		0.42	0.08		
Resource	Gas Phase		Dry Gas	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ³)		151.7	41.2	103.4	163.3
	Risked GIP (Tcf)		254.2	9.1	13.4	161.5
	Risked Recoverable (Tcf)		50.8	0.5	2.0	32.3

Fuente: U. S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina. Washington. September. 2015. p. 37.

Según DI SBROIIVACCA⁵⁸ la **Cuenca Austral** o cuenca Magallanes en Chile, se encuentra en el extremo sur de la Argentina involucrando a las provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego. Comprende rocas sedimentarias del Jurásico, Cretácico y Terciario, y se caracteriza por producir gas y petróleo. Se descubrió en Chile en 1945 en la provincia de Magallanes. Considerando solo la parte que le corresponde a Argentina, los recursos de gas in situ oscilan alrededor de los 606 TCF (16.348 miles de millones de m³) de los cuales los recursos no probados técnicamente recuperables alcanzan los 130 TCF (3.510 miles de millones de m³). Por otro lado, los recursos de petróleo in situ alcanzan los 131.200 millones de bbl, de los cuales los recursos no probados técnicamente recuperables se limitan a 6.650 millones de bbl (tabla 2).

⁵⁸ DI SBROIIVACCA. Op. cit., p. 20.

Tabla 2. Reservas de Shale Oil y Shale Gas en la cuenca Austral- Magallanes.

Basic Data	Basin/Gross Area		Austral-Magallanes (65,000 mi ²)		
	Shale Formation		L. Inoceramus-Magnas Verdes		
	Geologic Age		L. Cretaceous		
	Depositional Environment		Marine		
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		4,620	4,600	4,310
	Thickness (ft)	Organically Rich	800	800	800
		Net	400	400	400
	Depth (ft)	Interval	6,600 - 11,000	9,000 - 14,500	11,500 - 16,400
Average		8,000	11,500	13,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Slightly Overpress.	Slightly Overpress.	Slightly Overpress.
	Average TOC (wt. %)		3.5%	3.5%	3.5%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	1.60%
	Clay Content		Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		32.5	113.8	155.9
	Risky GIP (Tcf)		67.5	235.6	302.4
	Risky Recoverable (Tcf)		6.8	47.1	75.6
Resource	Oil Phase		Oil	Condensate	
	OIP Concentration (MMbbl/mi ²)		48.4	14.8	
	Risky OIP (B bbl)		100.6	30.6	
	Risky Recoverable (B bbl)		5.03	1.53	

Fuente: U. S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina. Washington. September. 2015. p. 37.

En base a lo planteado por ESCOBAR⁵⁹ la **Cuenca Paraná** se encuentra repartida entre los países de Brasil, Paraguay y Argentina, siendo este último el que cuenta con la menor extensión del reservorio. Proveniente de las eras Paleozoica y Mesozoica, contiene un espesor que supera los 7000 m. Los recursos in situ de gas correspondientes a la parte de Argentina alcanzan los 16 TCF(440 miles de millones de m³), de los cuales los recursos no probados técnicamente recuperables con un porcentaje de recuperación del 20% equivalen a un total de 3,2 TCF (86,4 miles de millones de m³). Los recursos de petróleo in situ almacenados en esta cuenca en territorio argentino, equivalen a 300 millones de bbl, de los cuales los recursos no probados técnicamente recuperables estimados con un porcentaje de recuperación del 3% alcanzan los 10 millones de bbl (1,6 millones de m³) (Tabla 3).

⁵⁹ ESCOBAR. Op. cit., p. 16.

Tabla 3. Reservas de Shale Oil y Shale Gas en la cuenca de Paraná.

Basic Data	Basin/Gross Area		Parana (747,000 mi ²)	
	Shale Formation		Ponta Grossa	
	Geologic Age		Devonian	
	Depositional Environment		Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		270	2,230
	Thickness (ft)	Organically Rich	400	400
		Net	200	200
	Depth (ft)	Interval	9,000 - 10,000	10,000 - 11,500
Average		9,500	10,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Normal	Normal
	Average TOC (wt. %)		2.0%	2.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		1.15%	1.40%
	Clay Content		Low/Medium	Low/Medium
Resource	Gas Phase		Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		34.9	56.9
	Risky GIP (Tcf)		1.1	15.2
	Risky Recoverable (Tcf)		0.2	3.0
Resource	Oil Phase		Condensate	
	OIP Concentration (MMbbl/mi ²)		8.1	
	Risky OIP (B bbl)		0.3	
	Risky Recoverable (B bbl)		0.01	

Fuente: U. S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina. Washington. September. 2015. p. 37.

ASKENAZI⁶⁰ establece que la **Cuenca del Neuquén** se encuentra ubicada en el centro oeste de la Argentina y comprende a la región de la provincia de Neuquén, el sudoeste de Mendoza, el sudoeste de La Pampa y el noroeste de Río Negro. Limitada al sur por el Macizo Nor-patagónico, al noreste por la Payenia y el Sistema de Sierra Pintada o Bloque de San Rafael, y al oeste por la Cordillera Principal y el arco magmático de la Cordillera de los Andes. Alcanza una extensión de 150.000 Km² aproximadamente y su relleno sedimentario abarca desde el Triásico Superior al Cenozoico. Es la cuenca más importante del país por sus reservas y producción de petróleo y gas en yacimientos convencionales y gran potencial en yacimientos no convencionales. Esta cuenca es el principal foco de exploración en Argentina,

⁶⁰ ASKENAZI. Op. cit., p. 20.

con aproximadamente 50 pozos verticales principales que han sido perforados en las formaciones los Molles y Vaca Muerta.

Según DI SBROIACCA⁶¹ los recursos de petróleo in situ de la cuenca del Neuquén alcanzan los 331.000 millones de bbl, de los cuales los recursos no probados que se consideran técnicamente recuperables oscilan entre los 20.000 millones de bbl aproximadamente, volumen que correspondían hace dos años a 8 veces las reservas probadas de hidrocarburos en Argentina. Los recursos de gas in situ alcanzan los 2.184 TCF (93.083 miles de millones de m³) de los cuales 583 TCF (15.741 miles de millones de m³) son considerados reservas probables técnicamente recuperables (Tabla 3).

Tabla 4. Reservas de Shale Oil y Shale Gas en la cuenca de San Jorge.

Basic Data	Basin/Gross Area		Neuquen (66,900 mi ²)					
	Shale Formation		Los Molles			Vaca Muerta		
	Geologic Age		M. Jurassic			U. Jurassic - L. Cretaceous		
	Depositional Environment		Marine			Marine		
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		2,750	2,380	8,140	4,840	3,270	3,550
	Thickness (ft)	Organically Rich	800	800	800	500	500	500
		Net	300	300	300	325	325	325
	Depth (ft)	Interval	6,500 - 9,500	9,500 - 13,000	13,000 - 16,400	3,000 - 9,000	4,500 - 9,000	5,500 - 10,000
Average		8,000	11,500	14,500	5,000	6,500	8,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.
	Average TOC (wt. %)		2.0%	2.0%	2.0%	5.0%	5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	2.20%	0.85%	1.15%	1.50%
	Clay Content		Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		49.3	118.0	190.1	66.1	185.9	302.9
	Risked GIP (Tcf)		67.8	140.4	773.8	192.0	384.8	645.1
	Risked Recoverable (Tcf)		8.1	35.1	232.1	23.0	91.2	193.5
Resource	Oil Phase		Oil		Condensate			
	OIP Concentration (MMbbl/mi ²)		36.4		9.2		77.9	
	Risked OIP (B bbl)		50.0		11.0		226.2	
	Risked Recoverable (B bbl)		3.00		0.66		13.57	

Fuente: U. S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina. Washington. September. 2015. p. 37.

En base a lo presentado por CHEBLI⁶² en comparación con las otras cuencas sedimentarias, la información existente de la cuenca del Neuquén es mucho mayor en comparación con las demás cuencas sedimentarias del territorio argentino. Esta información abarca aproximadamente 90 mediciones de laboratorio obtenidas en 57 puntos de control. En la cuenca sedimentaria del Neuquén, las formaciones más

⁶¹ DI SBROIACCA. Op. cit., p. 20.

⁶² CHEBLI. Op. cit., p. 24.

relevantes son los Molles y Vaca Muerta, que poseen la mayor cantidad de hidrocarburos y han sido punto de partida para el desarrollo de los yacimientos no convencionales en Argentina.

La formación los Molles constituye la segunda unidad de mayor importancia después de la formación Vaca Muerta, posee una geometría demasiado irregular que hace muy difícil su caracterización. Su depositación abarca edades geológicas que van desde el Pliensbaquiano hasta el Calloviano, las cuales fueron datadas por su contenido faunístico y espesores con diversas geometrías. Según los estudios realizados por CHEBLI⁶³ en las profundidades de la formación los Molles se alcanza un contenido de carbono orgánico total (COT) del 6 % aproximadamente. Por otra parte ASKENAZI⁶⁴ afirma a su vez que la superficie aproximada con recursos de shale gas es de 15.913 km², el espesor promedio varía de 500 a 700m y la profundidad de los cuerpos prospectos puede presentarse entre los 2000 y 4500 metros.

Según ASKENAZI⁶⁵ la otra formación rocosa de gran relevancia en la cuenca del Neuquén es la formación Vaca Muerta, que es la más importante del territorio argentino, su edad data de unos 20 millones de años desde el Titoniano hasta el Valanginiano aproximadamente, las cuales fueron datadas debido a la fauna de amonites presentes. A pesar que la Formación Vaca Muerta cubre la gran mayoría de la extensión de la cuenca del Neuquén, no puede considerarse en su totalidad como un yacimiento no convencional debido a que la madurez de la roca no es lo suficientemente alta a lo largo de toda su extensión, es decir que hay partes en la formación Vaca Muerta en las que la cantidad de carbón orgánico total es más baja que en otros sectores.

ASKENAZI⁶⁶ afirma que las profundidades a las que se encuentra este YNC son tan elevadas que podría llegar a alcanzar un rango de 2000 a 3500 metros por debajo del nivel del mar y lograr un espesor que también varía desde los 30 hasta más de 500 m. La formación Vaca Muerta presenta a lo largo de su extensión varios tipos de porosidad que pueden variar entre el 4y el 12%. Algunos estudios han encontrado porosidades relacionadas con el querógeno tipo II de ambientes marinos, que se genera en el proceso de maduración orgánica que acompaña al enterramiento de la roca y la generación de los diferentes hidrocarburos. El otro tipo de porosidad que presenta la formación Vaca muerta es aquella relacionada con los fragmentos fósiles que contiene en su interior. La mineralogía que presenta la formación vaca muerta varía a lo largo de su extensión con una variación de

⁶³ CHEBLI, G., et al. *Ibíd.*, p 24.

⁶⁴ ASKENAZI. *Op. cit.*, p. 20.

⁶⁵ *Ibíd.*, p. 20.

⁶⁶ *Ibíd.*, p. 20.

minerales arcilloso que va del 5% al 30%, los minerales de cuarzo y carbonato varían según la ubicación vertical en la formación, siendo el cuarzo más abundante hacia la base de la formación y el carbonato en el tope de la misma. La riqueza orgánica que presenta la formación Vaca Muerta es indiscutible, debido a que esta es la principal roca madre de la cuenca del Neuquén, los valores de carbono orgánico total varían desde el 1% hasta el 12%; siendo un valor mayor a 2% el recomendable para los yacimientos no convencionales.

1.3.5 Fracturamiento hidráulico en Estados Unidos

Acorde con lo expuesto por BORBÓN⁶⁷, el principal precursor de la técnica de fracturamiento hidráulico en el mundo ha sido Estados Unidos, llegando a ser uno de los mayores productores de hidrocarburos provenientes de este tipo de yacimientos.

En base a MAHMUD⁶⁸, los primeros indicios de la técnica de fracturamiento hidráulico en Estados Unidos se remontan a 1947, cuando fue implementado un pozo de manera comercial por la famosa empresa prestadora de servicios Halliburton, acto que sirvió como punto de partida para la denominada revolución Shale Gas de Estados Unidos. Sin embargo, el primer pozo de shale gas fue perforado en New York en 1821, aproximadamente.

Tiempo después según DAN⁶⁹ a mediados de la década de los 80, en el Estado de Texas, la cuenca sedimentaria Barnett se convirtió rápidamente en el principal productor de gas natural proveniente de un YNC. Al mismo tiempo se dio punto de partida a la materialización de nuevas tecnologías que permitirían el uso de la técnica de fracturamiento hidráulico de una forma mucho más segura y eficiente para la extracción de hidrocarburos provenientes de YNC, como lo fueron la masificación de la perforación horizontal y el uso del fracturamiento hidráulico en etapas múltiples.

Luego del auge que provocó la explotación de la cuenca Barnett, tras estudios realizados y lecciones aprendidas, una nueva cuenca sedimentaria fue descubierta, la cuenca Williston, que albergaba la formación Bakken. Esta última limitaba con los Estados de Montana y Dakota del Norte, cuya particularidad era que en su mayoría se encontraba saturada de hidrocarburos en estado gaseoso, mientras que la formación Bakken en su mayoría almacenaba hidrocarburos en estado líquido o petróleo.

⁶⁷ BORBÓN. Op. cit., p. 25.

⁶⁸ MAHMUD, Karim. Shale Gas and Hydraulic Fracturing. World Petroleum Congress, 2011. p. 23.

⁶⁹ DAN, Arthur. Evaluating the environmental implications of hydraulic fracturing in shale gas reservoirs. p. 21.

Basado en SIWEI⁷⁰ la Cuenca Barnett junto con otras cuatro cuencas sedimentarias han sido los cinco casos más representativos de Shale Gas en Estados Unidos para la explotación de Gas proveniente de YNC o las también denominadas formaciones Shale. Las cuencas sedimentarias mencionadas con anterioridad serán explicadas a continuación con alguna brevedad para dar idea de la magnitud que estas cuencas representaron cuando fueron explotadas en su mayor capacidad.

SIWEI⁷¹ también afirma que la cuenca Barnett fue la gran precursora del desarrollo del shale gas en Estados Unidos, logrando alcanzar en el 2008 una cantidad de gas equivalente al 7% de la producción anual de gas en el continente americano. Por otro lado, la cuenca sedimentaria Haynesville logró producir aproximadamente 5,62 billones de pies cúbicos de gas por día, a consecuencia de la aplicación de técnicas de refracturamiento en el año 2011, sobrepasando a la cuenca Barnett la cual alcanzó una producción de aproximadamente 5,4 billones de pies cúbicos de gas por día. Por otro lado, y de una manera mucho más asombrosa, la cuenca sedimentaria Marcellus, la cual no ha sido desarrollada ni explotada en su totalidad, presenta un potencial de producción que sobrepasaría la suma del potencial producido por las cuencas sedimentarias de Barnett y Haynesville.

Otro yacimiento pionero con gran potencial hidrocarburífero según lo planteado por SIWEI⁷², es el Antrim Shale, que empezó a ser perforada en 1940 en la parte norte del Estado de Michigan, pertenece a la cuenca sedimentaria de Michigan con una extensión de aproximadamente 122.000 millas cuadradas. Con un potencial de aproximadamente 20 Tera-pies cúbicos de gas técnicamente recuperable a una profundidad que varía desde los 600 hasta los 2200 pies con más de 1200 pozos perforados a lo largo de toda su extensión superficial.

Otra de las más representativas formaciones de YNC que empezó a ser explotada en 1981, en Estados Unidos, es el Barnett Shale que abarca aproximadamente 23 condados en el Estado de Texas, sus reservas técnicamente recuperables alcanzan los 44 Tera-pies cúbicos. A lo largo de su historia productiva se han venido implementando varias técnicas de recobro, como la fracturación por geles o slickwater y perforaciones horizontales multi-etapas. Sin embargo, el máximo desarrollo y desempeño se logró cuando se implementaron en conjunto el fracturamiento hidráulico con la perforación horizontal.

Según SIWEI⁷³ el Haynesville Shale considerado como el productor más grande en Estados Unidos es también el más profundo y sobre-presionado de todos los

⁷⁰ SIWEI, Kang. Shale Gas Boom in the USA Chinese Operators. SPE European Unconventional conference and exhibition. Viena, Austria. 2014. p. 13.

⁷¹ *Ibíd.*, p. 13.

⁷² *Ibíd.*, p. 13.

⁷³ SIWEI. Op. cit., p.13.

presentes en el territorio estadounidense. Fue puesto a producir desde el año 2005, presenta una extensión superficial de aproximadamente 9000 millas cuadradas, abarca los Estados de Texas y Louisiana, posee a su vez una profundidad máxima de 13500 pies, sus reservas probadas y recuperables técnicamente alcanzan 174,7 Tera-pies cúbicos de gas.

Finalmente, en base a lo expuesto por SIWEI⁷⁴ también se encuentra la formación Marcellus Shale cuya extensión superficial es la más grande de todas, abarca aproximadamente 95000 millas cuadradas atravesando seis estados, entre los cuales están Pensilvania, Virginia del Oeste, New York, Ohio, Virginia y Maryland. Su desarrollo comercial inicio en el año 2003 con pozos perforados a profundidades que varían entre los 4000 y 8500 pies. Las reservas de hidrocarburo recuperables técnicamente están estimadas 410,3 Tera-pies cúbicos de gas, cantidad equivalente al consumo de gas de Estados Unidos durante más de 20 años.

⁷⁴ *Ibíd.*, p. 13.

2. IMPACTOS AMBIENTALES ASOCIADOS AL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

2.1 IMPACTOS AMBIENTALES ASOCIADOS A LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La explotación de los recursos del suelo y subsuelo, independientemente de la manera en que se realicen siempre trae consigo cambios y alteraciones en las condiciones naturales del medio físico, que se ven representadas en impactos ambientales generados por las actividades de la industria hidrocarburífera. A lo largo del tiempo y en todos los países se han identificado los diferentes aspectos y sus respectivos impactos ambientales que repercuten en el medio ambiente, según el medio que afecte, es decir, suelo, aire, agua y comunidades.

Según ARNEDO⁷⁵, los impactos ambientales de la industria petrolera sobre el componente hídrico radican básicamente en el elevado consumo de agua utilizada para lograr una eficiente operación al momento de realizar el fracturamiento de la roca. Igualmente, en la contaminación de los acuíferos y fuentes hídricas superficiales, producida por los diferentes componentes y aditivos químicos que se mezclan con el agua utilizada para diseñar el fluido fracturante. Por lo general, resulta imposible prevenir y minimizar esta contaminación química debido a que es imposible recuperar o tratar el fluido que queda atrapado en la formación y otras veces porque el fluido que llega a superficie contiene otro tipo de contaminantes que son difíciles de remover incluso con la implementación de sistemas de tratamiento.

Acorde a lo planteado por AITOR⁷⁶, otro problema asociado con la contaminación de los recursos hídricos, es la proximidad en algunas zonas entre el nivel freático y la formación objetivo, haciendo que al momento de realizar la fractura dicho fluido fracturante se infiltre a través de las grietas generadas hasta los sistemas de acuíferos e inclusive hasta el nivel freático, que son fuentes potenciales para posibles pozos de agua subterránea. Con base en lo planteado por DE LA CRUZ⁷⁷, un último problema asociado al componente hídrico es la contaminación de afluentes y efluentes hídricos superficiales, los cuales en su mayoría son ocasionados por malas prácticas operativas que generan derrames en la superficie de trabajo.

⁷⁵ ARNEDO, Op. cit., p. 34.

⁷⁶ AITOR. Fracking: una fractura que pasará factura. Op. cit., p. 14

⁷⁷ DE LA CRUZ, Alba. Identificación De Los Riesgos Ambientales y Sanitarios De La Producción De Gas Mediante Fracturación Hidráulica y Bases Para Una Propuesta Metodológica De Vulnerabilidad De Las Aguas Subterráneas. 2013. p. 168.

Con respecto al componente suelo, existe un gran debate debido a la posible atribución que se le da a la explotación de los hidrocarburos en la generación de sismos e incluso en algunas ocasiones terremotos que atentan contra la estabilidad y las edificaciones suprayacentes al suelo. Por lo que aún existe incertidumbre sobre los peligros de sismos generados por las prácticas de fracking, ya que según ANADÓN⁷⁸, “la magnitud e intensidad de las vibraciones que generan el procedimiento de fracturamiento hidráulico no alcanza a ser catalogado en la escala de Richter ni siquiera como un microsismo”.

Otro aspecto que tiene en cuenta BORBÓN⁷⁹ y que influye de manera directa en el componente suelo es la contaminación del mismo por la acción de posibles derrames realizados al momento de ejecutar los procedimientos que competen a la técnica de fracturamiento hidráulico. Además, se debe tener en cuenta que la contaminación realizada por la ocupación de terreno y el distorsionamiento al paisaje, impactan de manera directa los ecosistemas y especies presentes en el área de influencia del Fracturamiento hidráulico.

De otro lado, como lo indica ARNEDO⁸⁰, los impactos ambientales asociados al componente aire se evidencian en la emisión de distintos gases a la atmósfera que contaminan de manera significativa el medio ambiente y que en ocasiones contribuyen al debilitamiento de la capa de ozono aumentando así el denominado efecto invernadero.

Finalmente, según MCDERMOTT⁸¹, el componente social es el único que posee impactos de carácter positivo y negativo, puesto que la generación de recursos, desarrollo, empleo y tecnología en la zona de influencia y sus alrededores es catalogado como positivo. Mientras que las personas también se pueden ver afectadas de manera directa o indirecta al estar expuestas a los diferentes productos químicos que en ocasiones son catalogados como radioactivos, afectando la salud de los operadores y por ende su integridad física.

2.2 MARCO REGULATORIO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Debido a la gran afectación medio ambiental de la implementación de la técnica del fracturamiento hidráulico, los países que hacen uso de dicha técnica para la explotación de los hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales y a la vez de los hidrocarburos provenientes de los yacimientos convencionales, han

⁷⁸ ANADÓN. Op. Cit., p. 4-6.

⁷⁹ BORBÓN. Op. cit., p. 25.

⁸⁰ ARNEDO. Op. cit., p. 34.

⁸¹ MCDERMOTT, Ruth et al. Fracking, the environment, and health. En: ENVIRONMENTAL HEALTH PERSPECTIVES. Vol. 113, no. 6, p. 7.

venido creando y estableciendo normas tanto técnicas como ambientales que ayuden a mitigar, controlar, manejar y en algunas ocasiones evitar los impactos negativos que la técnica de fracturamiento hidráulico acarrea en su implementación.

Para el caso de Estados Unidos y Argentina, que fueron los países analizados en esta monografía, cabe resaltar que fueron escogidos por el gran aporte que han venido representando al desarrollo del fracking como técnica usada en la extracción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales. Argentina ha sido catalogado como el país pionero del uso de esta técnica en Latinoamérica debido al descubrimiento del gran potencial hidrocarburífero proveniente de la cuenca sedimentaria del Neuquén, con el yacimiento Vaca Muerta; de la misma manera Estados Unidos se ha catalogado en el tiempo como el precursor a nivel mundial tras haberla implementado en sus campos y yacimientos durante varias décadas.

2.2.1 Marco regulatorio del fracking en Argentina

Acorde con TAILLANT⁸² en Latinoamérica, Argentina no presenta con una ley nacional o dicho de otro modo un reglamento específico para la extracción y explotación de los hidrocarburos existentes en los denominados yacimientos no convencionales que son extraídos por la técnica del fracturamiento hidráulico.

Sin embargo, la regulación de la explotación de los hidrocarburos en Argentina según TAILLANT⁸³ avanzó conforme al desarrollo del conocimiento y puesta en práctica de la técnica de fracturamiento hidráulico cuando en el año 2002 la provincia del Neuquén adoptó el Decreto 1483/2012, el cual busca establecer las reglas y los adecuados procedimientos para la exploración y la explotación de este tipo de yacimientos, obligando a la técnica de fracturamiento hidráulico a sujetarse y atenerse a las normas existentes en materia de yacimientos convencionales y debido el caso de las normas existentes para la minería, el medio ambiente y aquellas normas que regulan el uso de los recursos naturales tales como el agua, biodiversidad, suelo, identidad cultural, reservas ecológicas, parques nacionales y demás. Debido a lo anteriormente mencionado, la regulación del fracking en Argentina se ve limitado a los reglamentos y leyes que definan aspectos como: evaluaciones de impacto ambiental, participación pública, el acceso a la información, el régimen aplicable a los residuos, el régimen jurídico del uso y consumo del agua, la ley de protección de glaciares, las posibles normas ambientales internacionales a las que se vea reglamentado dicho país.

A su vez TAILLANT⁸⁴, indica que es de gran importancia conocer que en Argentina al igual que en otros países pioneros en este tipo de explotación de los

⁸² TAILLANT. Op. cit., p. 102.

⁸³ *Ibíd.*, p.102.

⁸⁴ TAILLANT. Op. cit., p. 102.

hidrocarburos, como Estados Unidos, las provincias poseen competencia y jurisdicción para el manejo de sus recursos naturales. Dicho aporte se ve reflejado en el artículo 124 de la constitución nacional de Argentina. Hay ocasiones en las que puede que un yacimiento abarque distintos municipios o en su debido defecto varias provincias, por lo tanto la jurisdicción se verá sometida a las leyes que intervengan en el territorio o área de influencia.

2.2.2 Marco regulatorio del fracking en Estados Unidos

En base a ARNEDO⁸⁵, en Estados Unidos, país pionero en el desarrollo, implementación y puesta en marcha de la técnica de fracturamiento hidráulico para la explotación de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales el marco regulatorio se ve regulado según el estado en donde se esté explotando dichos recursos, es decir, los reglamentos y leyes que acobijan un territorio en específico serán independientes de las que se impongan en otros lugares o estados. De igual manera en algunos estados estudios han confirmado la abstinencia total por la implementación de dicha técnica de explotación debido a todos las problemáticas que acarrea la misma.

En general el problema de mayor afectación que presenta Estados Unidos con la implementación de la técnica del fracking es la contaminación de fuentes hídricas ya sean superficiales o subterráneas debido a los aditivos químicos que esta necesita para su adecuada implementación, esto sucede porque que el nivel freático no es lo suficientemente distante de la mayoría de reservorios no convencionales evitando así el sello natural que ofrecerían las capas o formaciones intermedias entre estos dos espacios.

Según ARNEDO⁸⁶ el marco regulatorio en Estados Unidos en cuanto a la gestión del uso del agua es presenta algunos déficits al no contemplar ni tener presente la protección y preservación suficiente a la salud humana y del medio ambiente, puesto que hay algunos territorios como: Texas, Colorado y gran parte de California los cuales presentan elevados déficits de sequía en comparación a las grandes cantidades de agua que son requeridas para el correcto desempeño de dicha técnica. Sin embargo la legislación en Estados Unidos se ve acobijada según los tratados a los que esta hace parte como lo son la Declaración de Estocolmo sobre Medio Ambiente Humano en el año de 1972; el Protocolo de Montreal en el cual se regularon las sustancias que acaban con la vida útil de la capa de ozono realizada en el año de 1987; La convención sobre los Humedales realizada en Irán en el año de 1971; el acuerdo sobre el Medio Ambiente del Mercosur en el año del 2001 la cual iba en pro de la Gestión Sustentable de los Recursos Naturales; y finalmente El protocolo de San Salvador en el año de 1988.

⁸⁵ ARNEDO, Op. cit., p. 34.

⁸⁶ *Ibíd.*, p. 32.

Sin embargo MAHMUD⁸⁷ afirma que el marco regulatorio para la explotación de los hidrocarburos provenientes de yacimientos de tipo convencional y no convencional se ve limitado bajo leyes de aplicabilidad de tres extensiones la primera de ellas, la federal, prima la responsabilidad de las leyes ambientales que son dictadas por la agencia de protección ambiental (EPA) para el la explotación de dichos hidrocarburos, allí se dan estatutos para el buen manejo de agua potable, el agua de consumo industrial y la limpieza del aire; como segunda y tercera extensión están las estatales y locales, las cuales establecen los requerimientos y permisos para el diseño, colocación, espaciado, operación y abandono de las distintas locaciones a intervenir junto con las leyes correspondientes al uso y disposición del agua usada en los diferentes procesos de la industria hidrocarburífera.

2.3 MANEJO DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES

Las actividades productivas que se realizan en los diferentes procesos explotación de los recursos y servicios naturales que se encuentran en los diferentes ecosistemas los cuales van en búsqueda de generar el desarrollo y el avance de la humanidad acarrear consigo alteraciones en las condiciones iniciales del medio intervenido, dicha alteración se ve reflejada en cambios e impactos al medio ambiente los cuales dependiendo de la intensidad, alcance, duración y otros aspectos pueden catalogarse como benignos o malignos para el medio que están interviniendo es por eso que es muy común escuchar que con la explotación de los recursos del medio ambiente se generan impactos ambientales en el mismo.

Es por esto que las distintas empresas y compañías están en la obligación de presentar un manejo a los distintos impactos que se puedan presentar al momento de realizar los procesos productivos de su organización en el cual planteen todas las medidas de mitigación, manejo y control en caso tal que estos repercutan o alteren las características y propiedades iniciales del medio que intervinieron.

2.3.1 Caso de estudio Argentina.

Acorde con ANTONCI⁸⁸ la explotación masiva de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales en el territorio Argentino ocurrió alrededor del año 2000 en donde diferentes compañías intervinieron en la explotación del reservorio denominado Lindero Atravesado, el cual estaba ubicado geográficamente a 50 kilómetros de distancia en dirección noroeste a la ciudad de Neuquén, la profundidad máxima perforada fue de aproximadamente 4.210 metros, es decir, más de 13.800 pies de profundidad. A su vez los datos reportados también oscilaban presiones de operación demasiado elevadas. Fueron usados también alrededor de 500.000 libras de material propante para lograr mantener habilitada toda la longitud de la fractura la cual fue estimada en aproximadamente 146 pies de

⁸⁷ MAHMUD. Op. cit., p. 23.

⁸⁸ ANTONCI, Juan Carlos; ANAYA, Luis Antonio. First Massive Hydraulic Fracturing Treatment in Argentina. En: SPE. 2001. p. 9.

longitud. La presión alcanzada en superficie llegó a superar las 7.700 libras de presión por pulgada cuadrada los cuales lograron en aproximadamente menos de cinco meses una producción acumulada de 21.000 millones de metros cúbicos de gas provenientes de la intervención conjunta realizada por las empresas Pan American ENERGY y BJ Services Management.

2.3.2 Caso de estudio Estados Unidos.

En el territorio estadounidense la técnica de fracturamiento hidráulico según SIWEI⁸⁹ fue realizada por la empresa Stanolind Oil (Amoco) en el año de 1947, pero no fue sino hasta la década de los 90's que se empezó a implementar en la explotación de los hidrocarburos provenientes de los yacimientos de tipo no convencional. Acorde con lo propuesto por ALVAREZ⁹⁰ al ser Estados Unidos el país pionero en la implementación del fracturamiento hidráulico para la explotación de reservorios convencionales y a su vez los denominados yacimientos no convencionales las experiencias realizadas y los casos de estudio obtenidos en dicho país han sido incontables, sin embargo para la realización de la presente monografía se presentaran a continuación algunos casos explicados por dicho autor.

En base a ALVAREZ⁹¹ en el año 2008 en el sur de Texas se realizó el fracturamiento hidráulico a un pozo cuya profundidad superaba los 10.500 pies fue sometido a un proceso que abarco seis fracturas en las cuales se llegaron a asentar más de un millón de libras de agente apuntalante o también determinado propante, encargado de mantener las fisuras o grietas abiertas y entrelazadas entre sí.

Otro caso de ejemplo expuesto por ALVAREZ⁹² fue un pozo localizado también al sur del estado de Texas, el cual fue considerado uno de los trabajos con actividad más profunda al alcanzar una profundidad de más de 15.000 pies y una extensión en perforación horizontal de 2.000 pies aproximadamente.

ALVAREZ⁹³ afirma que en el estado de Dakota del Norte, específicamente en la formación Bakken, un yacimiento no convencional de lutitas, se realizó un tratamiento de fracturamiento hidráulico que logro una profundidad de aproximadamente 20.000 pies, con aproximadamente 35 fracturas y un gasto de aproximadamente 3 millones de libras de material apuntalante; lo anterior se vio reflejado en un aumento del aporte del pozo o de la producción del mismo de 900 barriles de petróleo diario equivalente a 1800 barriles de petróleo diario equivalente.

⁸⁹ SIWEI. Op. cit., p. 13

⁹⁰ ALVAREZ, blanca. Fracturamiento Hidráulico Multi-etapas. p. 150.

⁹¹ *Ibíd.*, p. 150.

⁹² *Ibíd.*, p. 150.

⁹³*Ibíd.*, p. 150.

3. IDENTIFICACIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES

3.1 RELACIÓN ENTRE PROCESOS DEL FRACKING E IMPACTOS

La metodología propuesta para la valoración de los impactos ambientales, es una modificación de la presentada en el manual de identificación y valoración de impactos ambientales, producida por la Secretaría distrital de Ambiente de Bogotá⁹⁴. Este manual recomienda que se utilice un análisis interpretativo de la situación ambiental de cada una de las actividades y productos de cualquier proyecto y la forma como interactúan con el ambiente. Es así como en un primer lugar, se procede a la identificación de los impactos ambientales ocasionados por el proceso general de fracking. Estos impactos pueden ser cualquier modificación que sufre el ambiente, ya sean de carácter positivo o negativo, como un resultado total o parcial de la interacción directa o indirecta de cualquier aspecto ambiental. Estos impactos ambientales se muestran en una matriz de relaciones con los componentes naturales que pueden ser impactados.

Debido a que uno de los objetivos de la presente monografía fue especificar las relaciones existentes entre los procesos del fracking y sus impactos, la metodología utilizada es una versión modificada de una matriz de evaluación de impactos ambientales. Se toma la decisión de simplificar de la metodología y la respectiva matriz, para que se pueda observar de forma más clara y sencilla las relaciones esperadas. En primer lugar, para la construcción de la matriz se consideraron las siguientes características: 1) los impactos ambientales identificados en los distintos procesos del fracking y; 2) los componentes naturales impactados, los cuales son el suelo, agua, aire y comunidad. En segundo lugar, se construye una matriz de relaciones entre los impactos ambientales y los componentes naturales que se ven afectados y se procede a calificar los impactos de acuerdo con el procedimiento descrito a continuación⁹⁵.

La calificación de la importancia de cada uno de los impactos ambientales identificados se basó en los criterios establecidos por el manual de la Secretaría Distrital de Ambiente⁹⁶, el cual propone que se evalúen por separado distintos criterios de los impactos para luego encontrar una ponderación total a partir de la multiplicación de los valores encontrados en todos ellos. Los criterios tenidos en cuenta para la valoración de cada impacto ambiental fueron: alcance, probabilidad de ocurrencia, duración del efecto, recuperabilidad, cantidad y normatividad. En el cuadro 4 se definen cada uno de estos criterios y al mismo tiempo se establecen para cada uno de ellos las escalas de valor que pueden tomar.

⁹⁴ SECRETARIA DISTRITAL DE AMBIENTE. INSTRUCTIVO. Diligenciamiento De La Matriz De Identificación De Aspectos y Valoración De Impactos Ambientales. Bogotá: 2013. p. 5- 7.

⁹⁵ SECRETARIA DISTRITAL DE AMBIENTE. *Ibíd.*, p. 9.

⁹⁶ SECRETARIA DISTRITAL DE AMBIENTE. *Ibíd.*, p. 9.

Cuadro 4. Criterios de valoración del impacto ambiental.

CRITERIOS DE VALORACIÓN	SIGNIFICADO	ESCALA DE VALOR		
ALCANCE (A)	Se refiere al área de influencia del impacto en relación con el entorno donde se genera.	1(puntual): El Impacto queda confinado dentro del área donde se genera.	5(local): Trasciende los límites del área de influencia.	10(regional): Tiene consecuencias a nivel regional o trasciende los límites del Distrito.
PROBABILIDAD (P)	Se refiere a la posibilidad que se dé el impacto y está relacionada con la "REGULARIDAD" (Normal, anormal o de emergencia).	1(baja): Existe una posibilidad muy remota de que suceda	5(media): Existe una posibilidad media de que suceda.	10(alta): Es muy posible que suceda en cualquier momento.
DURACIÓN (D)	Se refiere al tiempo que permanecerá el efecto positivo o negativo del impacto en el ambiente. Existen aspectos ambientales que por sus características se valoran directamente con la normatividad vigente como son: Generación de ruido por fuentes de combustión externa, por fuentes de combustión interna y uso de publicidad exterior visual	1(breve): Alteración del recurso durante un lapso de tiempo muy pequeño.	5(temporal): Alteración del recurso durante un lapso de tiempo moderado.	10(permanente): Alteración del recurso permanente en el tiempo.
RECUPERABILIDAD (R)	Posibilidad de reconstrucción, total o parcial del recurso afectado por el impacto. Existen aspectos ambientales que por sus características se valoran directamente con la normatividad vigente como: vertimientos domésticos y no domésticos.	1(reversible): Puede eliminarse el efecto por medio de actividades humanas tendientes a restablecer las condiciones originales del recurso.	5(recuperable): Se puede disminuir el efecto a través de medidas de control hasta un estándar determinado.	10(irrecuperable /irreversible): El/los recursos afectados no retornan a las condiciones originales a través de ningún medio. 10 (Cuando el impacto es positivo se considera una importancia alta)

Cuadro4. (Continuación)

CRITERIOS DE VALORACIÓN	SIGNIFICADO	ESCALA DE VALOR		
CANTIDAD (C).	Se refiere a la magnitud del impacto, es decir, la severidad con la que ocurrirá la afectación y/o riesgo sobre el recurso, esta deberá estar relacionada con la "REGULARIDAD" seleccionada. Existen aspectos ambientales que por sus características se valoran directamente con la normatividad vigente como: la generación de residuos peligrosos, escombros, hospitalarios y aceites usados.	1 (baja): Alteración mínima del recurso. Existe bajo potencial de riesgo sobre el recurso o el ambiente.	5(moderada): Alteración moderada del recurso. Tiene un potencial de riesgo medio sobre el recurso o el ambiente.	10(alta): Alteración significativa del recurso. Tiene efectos importantes sobre el recurso o el ambiente.
NORMATIVIDAD (N)	Hace referencia a la normatividad ambiental aplicable al aspecto y/o el impacto ambiental.	1: No tiene normatividad relacionada.	10: Tiene normatividad relacionada.	

Fuente: SECRETARIA DISTRITAL DE AMBIENTE. INSTRUCTIVO. Diligenciamiento De La Matriz De Identificación De Aspectos y Valoración De Impactos Ambientales. [Electronic (1)]: Bogotá: 2013. p.9 – 10.

Siguiendo con la metodología de trabajo, una vez se hayan calificado los criterios de evaluación para cada uno de los impactos ambientales, se procede a obtener el rango de importancia a partir de la multiplicación de los valores de todos los criterios. El valor total obtenido que es una ponderación de todos los valores observados, posteriormente se comparan con los rangos de importancia establecidos en la tabla 5 y cualitativamente se identifica el impacto ambiental de acuerdo con su rango de importancia, ya sea alto, medio o bajo.

Tabla 5. Rangos de importancia de los impactos ambientales.

Rango de Importancia	Valoración cualitativa	Descripción
> 125.000 a 1.000.000	ALTA (ROJO)	Se deben establecer mecanismos de mejora, control y seguimiento
> 25000 a 125000	MODERADA (AMARILLO)	Se debe revisar el control operacional
1 a 25.000	BAJA (VERDE)	Se debe hacer seguimiento al desempeño ambiental ⁹⁷

Fuente: SECRETARIA DISTRITAL DE AMBIENTE. INSTRUCTIVO. Diligenciamiento De La Matriz De Identificación De Aspectos y Valoración De Impactos Ambientales. [Electronic (1)]: Bogotá: 2013. p.9 – 10.

3.2 VALORACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

De acuerdo con el análisis de la información del proceso del fracking se encontraron 15 tipos de impacto ambiental que afectaron indistintamente los componentes naturales evaluados: agua, aire, suelo y comunidades. En el cuadro 5 se presenta la relación entre los impactos ambientales identificados y los componentes naturales afectados.

Cuadro 5. Relación entre el impacto ambiental y el componente biótico afectado.

No.	Impacto	Recurso ambiental afectado
1	Consumo de agua	Agua
2	Contaminación de acuíferos subterráneos	Agua
3	Contaminación de fuentes hídricas superficiales	Agua
4	Ruido	Aire
5	Contaminación paisajística	Aire
6	Emisión de gases contaminantes	Aire
7	Liberación de materiales radioactivos	Suelo Aire
8	Generación de sismos	Suelo
9	Derrames y fugas de fluidos en la superficie	Suelo
10	Remoción de la cobertura vegetal	Suelo
11	Generación de residuos contaminantes	Suelo
12	Afectación a las comunidades faunísticas	Suelo
13	Explosiones por colapso	Suelo
14	Subsidencias y deslizamientos	Suelo
15	Intoxicación por componentes químicos	Comunidad

Fuente: El Autor

⁹⁷ SECRETARIA DISTRITAL DE AMBIENTE. Op. cit., p. 11

Como se puede ver en el Gráfico 2, la mayoría de los impactos ambientales identificados afectaron el componente suelo (50%), seguidamente al aire (25%), el agua (19%) y por último a la comunidad con tan solo el 6%.

Gráfico 2. Número de impactos ambientales por componente ambiental evaluado.



Fuente: El Autor

En general, como ya se había mencionado en el capítulo 2 de esta monografía, los impactos ambientales asociados al recurso agua son de dos tipos: 1) la captación de grandes volúmenes de agua para el proceso de fracturamiento hidráulico y; 2) la contaminación de las fuentes hídricas superficiales y subterráneas por los fluidos de perforación utilizados, ya sea por medio de derrames accidentales en superficie o por la migración de fluidos hasta los acuíferos desde las tuberías y fracturas creadas durante el proceso del fracking.

Igualmente, el suelo se ve impactado a través de varias vías: 1) en superficie ocurren varias afectaciones sobre el recurso suelo a saber: remoción de la cobertura vegetal y del suelo, afectación del paisaje por las obras de infraestructura necesarias, desplazamiento de fauna por la eliminación del ecosistema, afectación de las fuentes hídricas superficiales durante la captación de agua y derrames accidentales de compuestos químicos; 2) también en superficie ocurre la liberación de material radioactivo y metales pesados provenientes del subsuelo que llegan durante la recuperación de los lodos de perforación; 3) contaminación del suelo por la disposición de residuos sólidos peligrosos, aunque se realicen previamente medidas de tratamiento; 4) episodios de subsidencia y deslizamientos del suelo provocados por la inestabilidad creada del terreno y/o explosiones que colapsan el suelo; 5) sismicidad inducida, durante la perforación y la inyección del fluido de perforación a alta presión que crean inestabilidades en las formaciones rocosas provocando sismos, especialmente en aquellas zonas que presentan fallas geológicas; con lo cual se aumenta la probabilidad de ocurrencia de sismos provocados durante el proceso del fracking.

Respecto a la contaminación del aire, las principales causas radican en la emisión de contaminantes producto del proceso del fracking, ya que la composición del fluido implica que muchos químicos se volatilizan cuando la temperatura y presión aumentan; igualmente, cuando se crean las fracturas en la roca se potencia la migración de gases atrapados en las formaciones rocosas que se liberan a la atmósfera. Muchos de estos gases son tóxicos, como los radioactivos o metales pesados, aunque otros considerados como gases de efecto invernadero causan un problema adicional que es el calentamiento global. No hay que olvidar que en las operaciones diarias se utilizan gran cantidad de maquinaria, que emiten contaminantes a la atmósfera, así como generan ruido que afectan negativamente el ecosistema de la zona de influencia.

Por último, se estableció que el único impacto importante sobre la salud de la comunidad radica en la intoxicación por compuestos químicos, ya sea por la exposición directa, en el caso que se manipulen los diferentes químicos por parte de los trabajadores o indirecta a través de respirar aire contaminado o consumir agua igualmente contaminada.

Una vez identificados los impactos ambientales se procede a la valoración según la metodología utilizada. En la tabla 6 se presenta la valoración de los impactos ambientales para cada uno de los componentes naturales evaluados. Lo más relevante de esta valoración, es la identificación de los impactos ambientales que presenten un rango de importancia alta, ya que estos son los impactos más peligrosos y que son merecedores de emprender las medidas de manejo ambiental indispensables que intenten la prevención, mitigación o corrección de ellos. De tal forma que de los 15 impactos ambientales identificados, solamente tres de ellos tuvieron una calificación que se consideró alta según el rango de importancia establecido (Tabla 5).

Por consiguiente, los impactos ambientales más importantes que se generan de las actividades del fracking fueron: 1) el consumo de agua y; 2) la contaminación de acuíferos subterráneos y fuentes hídricas superficiales. En el siguiente apartado se muestran las medidas de manejo adecuadas que se utilizan hoy en día a nivel mundial y se establecen en Colombia, a la luz de la normativa, las acciones necesarias para prevenir la generación de estos impactos, en caso que se autorice la implementación del fracking en el país. Asimismo, se presenta la metodología para realizar los planes de manejo ambiental para proyectos de explotación de hidrocarburos convencionales, haciendo énfasis en que falta por reglamentar la explotación de hidrocarburos no convencionales por medio de prácticas de fracking.

Tabla 6. Matriz de valoración de impactos ambientales.

Impacto	Recurso ambiental asociado	Tipo de impacto	Alcance	Probabilidad	Duración	Recuperabilidad	Cantidad	Normatividad	Rango de Importancia	Calificación cualitativa
Generación de sismos	Suelo	Negativo	1	1	1	5	5	10	250	BAJA
Consumo de agua	Agua	Negativo	5	10	5	10	10	10	250.000	ALTA
Contaminación de acuíferos subterráneos	Agua	Negativo	5	5	10	10	10	10	250.000	ALTA
Contaminación de fuentes hídricas superficiales	Agua	Negativo	5	5	5	10	10	10	125.000	ALTA
Derrames y fugas de fluidos en la superficie	Suelo	Negativo	1	10	5	5	10	10	25.000	MODERADA
Remoción de la cobertura vegetal	Suelo	Negativo	1	10	1	5	5	10	2.500	BAJA
Ruido	Aire	Negativo	1	10	5	1	5	10	2.500	BAJA
Contaminación paisajística	Aire	Negativo	1	10	1	1	5	10	500	BAJA
Liberación de materiales radioactivos	Suelo Aire	Negativo	5	5	5	5	5	10	31.250	MODERADA
Emisión de gases contaminantes	Aire	Negativo	5	10	5	5	1	10	12.500	BAJA
Generación de residuos contaminantes	Suelo	Negativo	1	10	5	5	5	10	12.500	BAJA
Afectación a las comunidades faunísticas	Suelo	Negativo	1	10	5	1	5	10	2.500	BAJA
Explosiones por colapso	Suelo	Negativo	1	5	1	5	5	10	1.250	BAJA
Subsidiencias y deslizamientos	Suelo	Negativo	1	5	1	5	5	10	1.250	BAJA
Intoxicación por componentes químicos	Comunidad	Negativo	5	5	5	1	5	10	6.250	BAJA

Fuente: El Autor

3.3 MANEJO AMBIENTAL

Una vez hecha la evaluación de los impactos ambientales, el siguiente paso consiste en realizar el plan del manejo ambiental que compila todas las medidas de manejo diseñadas para prevenir, corregir o mitigar los impactos ambientales que tuvieron un rango de importancia alta. De acuerdo con Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para Proyectos de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos⁹⁸ los programas de manejo ambiental se presentan por el operador de un proyecto en el Estudio de Impacto Ambiental desarrollado para solicitar el permiso ambiental ante la autoridad competente. En el caso de esta monografía, que presenta la relación entre los impactos ambientales del fracturamiento hidráulico con las diferentes actividades ejecutadas, se aclara que el país normativamente está a la espera de la reglamentación y los términos de referencia para los proyectos de explotación de yacimientos no convencionales. Por lo tanto, el manejo ambiental aquí presentado se basa en los términos de referencia para los proyectos de hidrocarburos convencionales, a la espera del ajuste necesario una vez se disponga de la normativa pertinente.

Los términos de referencia consultados definen un plan de manejo ambiental como “el conjunto detallado de medidas y actividades que, producto de una evaluación ambiental, están orientadas a prevenir, mitigar, corregir y compensar los impactos ambientales debidamente identificados, que se causen por el desarrollo de un proyecto, obra o actividad”⁹⁹. Para presentar las alternativas de manejo para los impactos de importancia alta identificados se elaboran los planes de manejo ambiental para cada uno de los impactos ambientales identificados a través de una estructura de trabajo perfectamente organizada, en los cuales se consignan en un formato preestablecido los siguientes aspectos:

- Objetivo(s) de cada alternativa de manejo.
- Metas relacionadas con los objetivos identificados.
- Indicadores que permitan hacer seguimiento al cumplimiento de las metas propuestas para cada objetivo, así como la efectividad de cada alternativa de manejo seleccionada.
- Impactos a manejar por cada alternativa de manejo (con base en la evaluación de impactos).
- Fase(s) del proyecto en las que se implementaría cada alternativa de manejo
- Lugar(es) de aplicación (ubicación cartográfica, siempre que sea posible). Descripción de medidas de manejo (acciones específicas) a desarrollar dentro de cada alternativa de manejo, especificando el tipo de medida (prevención,

⁹⁸ MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE Y AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. Términos De Referencia Para La Elaboración Del Estudio De Impacto Ambiental Proyectos De Perforación Exploratoria De Hidrocarburos. [Electronic (1)]: Bogotá: 2014.

⁹⁹ *Ibíd.*, p. 78.

mitigación, corrección y compensación) y la frecuencia de implementación de las acciones. (No aplica)

- Relación de las obras propuestas a implementar. Los diseños tipo deberán presentarse como documentos anexos al EIA. (No aplica)
- Cronograma de implementación de cada alternativa de manejo. (No aplica)

3.3.1 Manejo ambiental para el alto consumo de agua

El siguiente plan de manejo se construyó con base en los lineamientos de los términos de referencia anotados anteriormente y la experiencia ganada del análisis de los estudios de caso presentados. Cabe anotar que es una propuesta solamente, que necesita revisión una vez sean promulgados los términos de referencia para la explotación de yacimientos no convencionales, mientras tanto el ejercicio consiste en ajustar las actividades que se presentan en la explotación de yacimientos convencionales y adaptarlas a los hallazgos de esta monografía.

Cuadro 6. Plan de Manejo Ambiental para el Consumo de Agua.

MEDIO ABIOTICO			
Plan de Manejo Ambiental para el Consumo de Agua.			
OBJETIVOS			
<ul style="list-style-type: none"> • Disminuir los altos volúmenes de agua utilizados en las distintas fases de operación del fracturamiento hidráulico. • Establecer una estrategia de minimización del uso del agua, a través de la revisión de experiencias internacionales. • Implementar las estrategias de manejo y tratamiento de aguas de producción e industriales de tal forma que permitan su reutilización y reinyección. 			
METAS			
<ul style="list-style-type: none"> • Alcanzar entre un 10% y 20% la minimización en la captación de agua. • Alcanzar el 80% de reutilización del agua 			
ETAPA			
FASE PREOPERATIVA	OBRAS CIVILES EN LOCALIZACIÓN Y LA VÍA DE ACCESO	PERFORACIÓN Y PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	DESMANTELAMIENTO, RESTAURACIÓN
		X	
ACTIVIDADES IMPACTANTES	IMPACTO AMBIENTAL		IMPORTANCIA
Captación de agua	Alto consumo de agua		ALTA
Gestión de residuos líquidos			MEDIA
Puesta en marcha del fluido fracturante			ALTA
Disposición del fluido final			MEDIA

Cuadro6. (Continuación)

TIPO DE MEDIDA					
PREVENCIÓN N	PROTECCIÓN N	CONTROL L	MITIGACIÓN N	RESTAURACIÓN N	COMPENSACIÓN N
		X	X		
ACCIONES A DESARROLLAR/ TECNOLOGIAS A UTILIZAR					
Reconfiguración del fluido de fracturante, a través de la sustitución o minimización de la fase continua (fase acuosa) por algunos tipos de geles que permiten de una manera igualmente efectiva el transporte de los aditivos químicos hasta el sitio de fractura.					

Fuente: Elaboración propia.

3.3.2 Manejo ambiental de la contaminación de acuíferos subterráneos y fuentes hídricas superficiales

De la misma forma como se procedió en el apartado anterior, aquí se muestra la ficha planteada para mitigar los posibles problemas de contaminación de fuentes hídricas por el mal manejo del fluido fracturante durante las distintas fases de operación del fracturamiento hidráulico. En un análisis pormenorizado de ambas fichas, estas guardan alta similitud entre sí, ya que el recurso que se ve afectado es el mismo, el cual procede de fuentes hídricas cercanas a la explotación. Por tanto, deben verse como complementarias al momento de ser implementadas.

Cuadro 7. Plan de Manejo Ambiental para la Contaminación de Fuentes Hídricas

MEDIO ABIOTICO			
Plan de manejo ambiental para contaminación de fuentes hídricas			
OBJETIVOS			
<ul style="list-style-type: none"> • Establecer estrategias para el manejo ambiental de los residuos líquidos provenientes del fracturamiento hidráulico. • implementar estrategias de manejo y tratamiento de aguas de producción e industriales, de tal forma que se cumplan las condiciones de calidad del agua. • Sustituir los contaminantes químicos más peligrosos que constituyen el fluido fracturante. • Lograr el aislamiento de la tubería para evitar posibles migraciones de fluido por fugas o reventones. 			
METAS			
<ul style="list-style-type: none"> • Alcanzar el 100% de los parámetros de calidad mínimos esperados en las normas de calidad de agua y vertimientos. • Minimizar los derrames accidentales a través de medidas de contingencia frente a accidentes laborales. • Reutilizar el 100% del agua de producción e industrial, para minimizar a cero los vertimientos puntuales. 			
ETAPA			
FASE PREOPERATIVA	OBRAS CIVILES EN LOCALIZACIÓN Y LA VÍA DE ACCESO	PERFORACIÓN Y PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	DESMANTELAMIENTO, RESTAURACIÓN
		X	

Cuadro7. (Continuación)

ACTIVIDADES IMPACTANTES		IMPACTO AMBIENTAL		IMPORTANCIA	
Gestión de residuos líquidos		Contaminación de fuentes hídricas superficiales y subterráneas		ALTA	
Disposición del fluido fracturante				ALTA	
Composición del fluido fracturante				ALTA	
TIPO DE MEDIDA					
PREVENCIÓN N	PROTECCIÓN N	CONTROL L	MITIGACIÓN N	RESTAURACIÓN N	COMPENSACIÓN N
x			X		
ACCIONES A DESARROLLAR/ TECNOLOGIAS A UTILIZAR					
<ul style="list-style-type: none"> • Sustituir compuestos tóxicos peligrosos constituyentes del fluido fracturante, por otros menos contaminantes. • Realizar una buena gestión de los residuos líquidos generados en toda la operación. • Reforzar estructuralmente las tuberías y demás instalaciones requeridas en la perforación, para prevenir las posibles fugas, reventones, filtraciones, que puedan impactar negativamente los acuíferos y fuentes hídricas superficiales por la migración de dichos contaminantes. 					

Fuente: Elaboración propia.

4. CONCLUSIONES

Se estableció que la técnica de fracturamiento ha sufrido una serie de transformaciones a través del tiempo que le ha permitido ser más eficiente hoy en día para la explotación de hidrocarburos que en un tiempo remoto no era rentable su explotación. Estados Unidos es el país que más avances presenta en el desarrollo de dicha técnica y Argentina es el país latinoamericano con más perspectivas en el aumento de sus reservas con la implementación de esta técnica.

Se encontró que los impactos ambientales más importantes que se generan de las actividades del fracking fueron: 1) el consumo de agua y; 2) la contaminación de acuíferos subterráneos y fuentes hídricas superficiales. Sin embargo, fueron 15 los impactos ambientales totales identificados, simplemente que los dos mencionados anteriormente tuvieron una calificación que se consideró alta según el rango de importancia establecido por la metodología aplicada.

Se evidenció que los impactos ambientales ocasionados por las actividades del fracturamiento hidráulico están altamente relacionadas con el recurso hídrico, que se pueden catalogar como irreversibles o difícilmente controlables. Fueron dos las formas de relación: 1) la captación de grandes volúmenes de agua y; 2) la contaminación de las fuentes hídricas superficiales y subterráneas por los fluidos de perforación utilizados, ya sea por medio de derrames accidentales en superficie o por la migración de fluidos hasta los acuíferos desde las tuberías y fracturas creadas durante el proceso del fracking. Otro tipo de relación establecida, pero de importancia baja o media, se presentó con aquellas actividades que afectaron el suelo, aire o la comunidad, pero de una forma reversible o controlable.

5. RECOMENDACIONES

A partir de este estudio se debe emprender el análisis de las situaciones subyacentes de la alta relación que se encontró entre los impactos ocasionados por las prácticas de fracturamiento hidráulico y el recurso hídrico. Sin desmeritar loas relaciones bajas y medias que se obtuvieron de estos impactos con los recursos suelo, aire y comunidad. Sin embargo, para estos últimos se debe emprender la búsqueda de las medidas ambientales que previenen su deterioro.

BIBLIOGRAFIA

- AITOR URRESTI; Florent Marcellesi. Fracking: una fractura que pasará factura. En: Ecología política. p. 14.
- AITOR URRESTI; Florent Marcellesi. Fracturamiento Hidráulico Del Pozo Yaxche 49H. 2009. p. 101.
- ALVAREZ, blanca. Fracturamiento Hidráulico Multi-etapas. p. 150.
- ANADÓN, Ernesto; MASARIK, Guisela. El Abecé De Los Hidrocarburos En Reservorios no Convencionales (Shale Gas-Shale Oil-Tight Gas). Buenos Aires: 2013. p. 4-6.
- ANDREWS, Anthony, et al. Unconventional Gas Shales: Development, Technology, and Policy Issues Diane Publishing. 2009. p. 53.
- ANTONCI, Juan Carlos; ANAYA, Luis Antonio. First Massive Hydraulic Fracturing Treatment in Argentina. En: SPE. 2001. p. 9.
- ARNEDO, Ana y Yules, Karla. Fracking: Extracción De Gas y Petróleo no Convencional, y Su Impacto Ambiental. p. 34.
- ASKENAZI, Andrés; et al. Analogía entre la formación Vaca Muerta y Shale Gas / Oil Plays de EEUU. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. p. 20.
- BARRERA, Jorge, et al. Los Gases no Convencionales En La Oferta De Gas Natural En Argentina. 2014. p. 222.
- BORBÓN, Carolina. Identificación De Los Posibles Impactos Ambientales Por El Fracturamiento Hidráulico De Yacimientos no Convencionales. 2015. p. 25.
- CABANILLAS, Luis, et al. Hidrocarburos Convencionales y no Convencionales. En: CIENCIA HOY. Vol. 26, no. 134, p. 41-48.
- CABANILLAS, Luis, et al. Petróleo y gas en la argentina: cuencas productivas. En: CIENCIA HOY. Vol. 23, no. 134, p. 49-56.
- CHEBLI, G., et al. El Shale Gas En La Provincia Del Neuquén. 2011. P. 24.
- CHEW, K. The future of oil: Unconventional fossil fuels. En: PHILOSOPHICAL TRANSACTIONS OF THE ROYAL SOCIETY. p. 34.
- CRIADO, Javier. Estudio De Las Tecnologías Para La recuperación De Shale Gas. 2015. p. 107.

DAN, Arthur. Evaluating the environmental implications of hydraulic fracturing in shale gas reservoirs. p. 21.

DI SBROIACCA, Nicolás. Shale Oil y Shale Gas En Argentina. Estado De Situación y Prospectiva. Bariloche: 2013. p. 20.

DÍAZ, Ignacio. Notas Sobre Yacimientos De Gas Natural no Convencional. Instituto Geológico y Minero de España, 2008. p. 367-387.

DE LA CRUZ, Alba. Identificación De Los Riesgos Ambientales y Sanitarios De La Producción De Gas Mediante Fracturación Hidráulica y Bases Para Una Propuesta Metodológica De Vulnerabilidad De Las Aguas Subterráneas. 2013. p. 168.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina. 2015. p. 37.

ESCOBAR, Esther. Unlocked Shale gas: Latin-American potential. A case study of Mexico and Argentina Case Study. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 2014. p. 16.

GUTIERREZ, Nicolás; et al. El Shale De La formación Vaca Muerta: Integración De Datos y estimación De Recursos De petróleo y Gas Asociado, Provincia de Neuquén. 2014. p. 795-813

MAHMUD, Karim. Shale Gas and Hydraulic Fracturing. World Petroleum Congress, 2011. p. 23.

MCDERMOTT, Ruth et al. Fracking, the environment, and health. En: ENVIRONMENTAL HEALTH PERSPECTIVES. Vol. 113, no. 6, p. 7.

MERONI, Eduardo; Piñeiro, Gabriela. Nuevas tecnologías Extractivas De Gas y petróleo Para Hidrocarburos no Convencionales. Riesgos Ambientales Al acuífero Guaraná Montevideo: Instituto de Perfeccionamiento y Estudios Superiores, 2014. p. 23.

MERRIL, Thomas; SCHIZER, David. The Shale Oil and Gas Revolution, Hydraulic Fracturing, and Water Contamination: A Regulatory Strategy. New York: 2013. p. 144-264.

MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE Y AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. Términos De Referencia Para La Elaboración Del Estudio De Impacto Ambiental Proyectos De Perforación Exploratoria De Hidrocarburos. [Electronic (1)]: Bogotá: 2014.

PASTO, María. Diseño Preliminar De Fracturamiento hidráulico Para Pozos Infill Del área Certeza Campo Gustavo Galindo Velasco. 2015. p. 128.

RUBIN, David; Bigilia, Héctor. Que son los hidrocarburos no convencionales. En: REVISTA FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, FÍSICAS y NATURALES. Vol. 2, No. 2. 2015. p. 3.

SALES, Thamy, et al. Controles Estratigráficos Sobre Propiedades De La Roca En Los Shales De La formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina, Provincia De Neuquén. 2014. p. 427-446.

SARLINGO, Marcelo. Impactos socio-ambientales del fracking. Opacidad, política ambiental y explotación de hidrocarburos no convencionales. En: ANTROPOLOGIA SOCIAL. 2013. p. 237-276.

SANCHEZ, Julieta. La revolución energética del siglo XXI, fracturación hidráulica vs energía renovable. En: PERFILES DE LAS CIENCIAS SOCIALES. Vol. 2, no. 3. 2014. p. 13.

SECRETARIA DISTRITAL DE AMBIENTE. INSTRUCTIVO. Diligenciamiento De La Matriz De Identificación De Aspectos y Valoración De Impactos Ambientales. Bogotá: 2013. p.28.

SIWEI, Kang. Shale Gas Boom in the USA Chinese Operators. SPE European Unconventional conference and exhibition. Viena, Austria. 2014. p. 13

STINCO, Luis; BARREDO, Silvia. Características Geológicas y recursos asociados con los reservorios no convencionales del tipo shale de las cuencas productivas de la argentina. En: PETROTECNIA. 2014. p. 44-66.

OBSERVATORIO PETROLERO DEL SUR. Fractura expuesta: Hidrocarburos no convencionales en argentina. Marzo. 2012. p. 43.

PONCE, Jorge; VELEZ, Edgar y TESSARI, Sergio. Determining Hydraulic-Fracture Orientation and Height Using After-Fracture Borehole Acoustic Attributes in the Vaca Muerta Unconventional Reservoirs. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. p. 15.

TAILLANT, J; ROELOFFS, A; HEADEN, C. Fracking Argentina. J.D. Córdoba: 2013. p. 102.

U. S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina. Washington. September. 2015. p. 37.

U. S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: United States. Washington. September. 2015. p. 19.

UNITED STATES GOVERNMENT. Unconventional Oil and Gas Development Key Environmental and Public Health Requirements. 2012. p. 241.

VAZQUEZ, Juan. Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico. México. 2009. 198

YACIMIENTOS PETROLEROS FISCALES. El desafío energético de la Argentina. 2013. p. 20.

ZOBACK, Mark; et al. Addressing the environmental risks from shale gas development. 2010. p. 19.