

**AFECTACION DE ACUIFEROS SUBTERRANEOS POR EL FLUIDO DE
FRACTURAMIENTO.**

PAULA ANDREA GARZON DELGADILLO

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE EDUCACIÓN PERMANENTE Y AVANZADA
ESPECIALIZACIÓN EN GESTION AMBIENTAL
BOGOTÁ, D. C.
2017**

**AFECTACION DE ACUIFEROS SUBTERRANEOS POR EL FLUIDO DE
FRACTURAMIENTO.**

PAULA ANDREA GARZON DELGADILLO

Monografía para optar el título de Especialista en Gestión Ambiental

**Asesor
DORA MARIA CAÑÓN RODRIGUEZ
Ingeniera Química**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE EDUCACIÓN PERMANENTE Y AVANZADA
ESPECIALIZACIÓN EN GESTION AMBIENTAL
BOGOTÁ, D. C.
2017**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del Director de la Especialización

Firma del calificador

Bogotá D.C., Octubre de 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García Peña

Secretario General

Dr. Juan Carlos Posada García Peña

Decano Facultad de Educación Permanente y Avanzada

Dr. Luis Fernando Romero Suarez

Director Especialización en Gestión Ambiental

Dr. Francisco Archer Narvaez

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 al autor.

DEDICATORIA

A mis padres Luis Ramiro Garzón Lancheros e Hilda Margoth Delgadillo Porras, a mi hermano Julián Ramiro Garzón y a todos aquellos que han estado conmigo apoyándome en mis logros, enseñándome que todo es posible con esfuerzo y actitud.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres por apoyarme en todos mis estudios, mis metas, mis proyecciones, por darme la oportunidad de llegar hasta acá y lograr lo que he hecho hasta el momento, son mi apoyo, mi impulso, mi ejemplo, muchas gracias por estar con migo.

A mi hermano por darme ánimos en todo momento, por apoyarme, impulsarme y ser esa persona con la que puedo contar incondicionalmente.

A Dios que me guía y me ilumina para lograr lo que me propongo, que me da fuerza y ánimos para seguir adelante.

Y a todas aquellas personas que han hecho que mis metas se cumplan, mis amigos, mis profesores, mis conocidos, que me han enseñado que se deben trazar retos pero que no solo consiste en proyectarlos, si no en cumplirlos y seguir creciendo.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	17
OBJETIVOS	18
1. MARCO REFERENCIAL	19
1.1 MARCO HISTÓRICO	19
1.2 MARCO NORMATIVO	22
1.3 MARCO TEÓRICO	26
2. INYECCION DEL FLUIDO DE FRACTURAMEINTO	32
2.1 FASE DE PERFORACIÓN	32
2.1.1 Perforación direccional	33
2.2 FASE DE CEMENTACIÓN	35
2.2.1 CBL – Registro de adherencia del cemento	35
2.2.2 VDL- Registro de densidad Variable	36
2.3 FASE DE PRODUCCION	37
2.3.1 Pre-proceso	37
2.3.1.1 Litología	388
2.3.1.2 Geomecánica	40
2.3.1.3 Fluido de fracturamiento	43
2.3.1.4 Fractura	466
2.3.2 Proceso	48
2.3.2.1 Manejo de Presiones	49
2.3.2.2 Inyección del fluido de fracturamiento	50
2.3.2.3 Monitoreo de Fractura	52
3.CAUSAS DE CONEXIÓN ENTRE FLUIDO Y ACUÍFEROS SUBTERRÁNEOS	555
3.1 FALLA EN LA CEMENTACIÓN	55
3.2 FALLAS EN EL REVESTIMIENTO	58
3.3 CONTROL INADECUADO EN EL MONITOREO DE FRACTURA	59
3.4 UBICACIÓN DE ACUÍFEROS Y ZONA DE INTERÉS	60
4. CONSECUENCIAS DE LA AFECTACIÓN DE LOS ACUÍFEROS SOBRE LAS COMUNIDADES Y DE MÁS FACTORES AMBIENTALES	63

4.1 CONEXIÓN ENTRE FUENTES DE AGUA SUBTERRÁNEAS CON FUENTES DE AGUA EN SUPERFICIE	65
4.2 AFECTACIÓN DE COMUNIDADES	66
4.3 AFECTACIÓN DE SUELO	67
4.4 AFECTACIÓN FLORA Y FAUNA	67
4.5 CONSECUENCIAS AMBIENTALES.	68
5. CONCLUSIONES	69
6. RECOMENDACIONES	70
BIBLIOGRAFÍA	71

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1 Número de pozos perforados anualmente desde 1930 en Brasil, Holanda, Polonia, Australia, Reino Unido y Estados Unidos	20
Figura 2 Produccion anual de la cuenca Barnett Shale	23
Figura 3 Rangos de permeabilidad de las formaciones de producción e identificación de zonas donde es requerido el fracturamiento	31
Figura 4 Estructura física de un pozo	33
Figura 5 Pozo horizontal y fracturamiento hidráulico	34
Figura 6 Casos de buena y mala adherencia del cemento de acuerdo a registros VDL –CBL	36
Figura 7 Registro CBL Y VDL.	37
Figura 8 Bentonita Hinchada	39
Figura 9 Esfuerzos Principales en el subsuelo, Esfuerzo vertical (σ_1), esfuerzo Horizontales (σ_3) y (σ_2)	40
Figura 10 Gradiente de Presión.	42
Figura 11 Material apuntalante. Diferentes tipos utilizados como: Bauxita de alta resistencia (1), silice recubierto (2) y ceramica (3)	45
Figura 12 Tipo de Apuntalante dependiendo profundidad y conductividad	46
Figura 13 Ventana de perforacion	47
Figura 14 Presiones de fracturamiento	50
Figura 15 Fractura Hidraulica	52
Figura 16 Monitoreo de fractura	53
Figura 17 Micro sismicidad de la fractura.	54
Figura 18 Falla en cementación	56
Figura 19 Rutas en el cemento por donde puede encontrarse fuga	57
Figura 20 Fallas en el revestimiento	58
Figura 21 Profundidad de acuíferos y zona hidrocarburifera	60
Figura 22 Afectación de acuíferos por fracturamiento hidráulico.	68

LISTA DE GRÁFICAS

pág.

Gráfica 1 Porcentajes por actividades de costos en la realizacion de un pozo 44

LISTA DE MAPAS

	pág.
Mapa 1 Áreas petroleras no convencionales en Estados Unidos	24
Mapa 2 Producción de gas en Estados Unidos.	24
Mapa 3 Estados en Estados Unidos que requieren publicar los químicos agregados al fluido de fracturamiento	25

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1 Principales compuestos químicos empleados para la elaboración del fluido en la fractura hidráulica	29

GLOSARIO

ARENAMIENTO: Condición que generan los sólidos transportados en un fluido al desestabilizar una formación generando una restricción en el flujo, aumentando presión de bombeo.

AZIMUT: Ángulo de orientación de la estructura u objeto.

CASING: Tubería de revestimiento

CUENCA: Una depresión de la corteza terrestre en donde existe la acumulación de sedimentos como consecuencia de actividad tectónica o de subsidencia.

DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (ECD): Densidad real del lodo al estar circulando en pozo, teniendo en cuenta sólidos aportados por formación.

EMPAQUETAMIENTO: Acomodación de los granos en la roca.

ESTRATIGRAFÍA: Ciencia que estudia la formación de los diferentes estratos y sedimentos de la tierra.

FISILIDAD: Facilidad de las rocas a agrietarse o separarse en capas finas.

GAS SHALE: también llamado gas de lutita, es hidrocarburo gaseoso encontrado en la roca madre o generadora

HIDROFILICO: Soluble o compatible con el agua.

LÍMITE DE FLUENCIA: Esfuerzo máximo al que puede estar sometido un objeto antes de deformarse o romperse en caso de ser frágil.

MILIDARCY: Unidad de medida de la permeabilidad.

OFFSHORE: Trabajos desarrollado en mar adentro

POROSIDAD PRIMARIA: Espacios creados en la roca desde su formación.

POROSIDAD SECUNDARIA: Espacios creados en la roca después de su formación, ya sea por fisuras generadas por esfuerzos tectónicos o por disoluciones de la roca, entre otros.

REVENTONES: También llamado patada de pozo, hace referencia a un flujo descontrolado de fluido del yacimiento expulsado a superficie.

TIGHT SANDS: Hidrocarburo que proviene de una roca con baja permeabilidad, roca productora.

SIGLAS

ACP	Asociación Colombiana del Petróleo
CBL	Registro de adherencia del cemento
DBO	Demanda Bioquímica de Oxígeno
DQO	Demanda Química de Oxígeno
EPA	Agencia de Protección del Medioambiente de Estados Unidos.
LOT	Leak off test
PIT	Prueba de presión de Integridad
VDL	Registro de Densidad Variable
WCI	Well Control International
YNC	Yacimiento No convencionales
ECD	Densidad equivalente de circulación
WWC	Wild Well Control
mD	miliDarcy

RESUMEN

La presente monografía analizó el efecto del fluido de fracturamiento sobre los acuíferos subterráneos, se procedió a realizar una investigación documental sobre el procedimiento técnico del fracturamiento especialmente en yacimientos no convencionales, identificando parámetros esenciales a la hora de ejecutar dicha práctica, evidenciando que factores podrían relacionar el fluido de fracturamiento con los acuíferos subterráneos.

Se identificaron las principales características en la ejecución de la técnica, determinando las etapas del fracturamiento y de esta forma mostrando cuales podrían ser los posibles motivos por los que se podría generar una conexión entre los acuíferos subterráneos y los fluidos de operación o de la zona de interés.

Mediante la identificación de estudios de casos y la información consultada en diferentes artículos, se identificó cuáles podrían ser las principales afectaciones ambientales sobre fauna y flora, suelo y poblaciones.

Palabras Clave: Fracturamiento hidráulico, yacimientos no convencionales, fluido de fracturamiento, deterioro ambiental, contaminación del agua

INTRODUCCION

La industria petrolera está en constante desarrollo y es muy influyente en la economía de países como Estados Unidos, Colombia, Canadá, entre otros; Dada la necesidad de implementar nuevas técnicas de extracción de hidrocarburos, se origina la del Fracturamiento Hidráulico en yacimientos no convencionales, esto ha generado que varios países aumenten su reserva petrolera, trayendo consigo grandes beneficios económicos, que aportan al desarrollo de cada país.

De acuerdo con los estudios recientes de fracturamiento hidráulico en YNC es de máxima importancia tener claridad en la realización del procedimiento de extracción, debido a que ha generado gran polémica por sus posibles impactos al ecosistema, en especial al tener contacto con acuíferos subterráneo. Para evitar la afectación en acuíferos es necesario tener en cuenta parámetros como una buena integridad del cemento, un mayor control sobre la fractura, una identificación de los químicos utilizados en el fluido de fracturamiento, entre otros, se han hecho varios estudios en los que muestran como los no convencionales en el caso de Pensilvania presentan fallas entre el 3 y 7 % evaluando los pozos hechos entre 2008 y 2013¹, casos como esto generan la duda en cuanto a que tan controlado esta la operación para mitigar el posible daño generado a acuíferos.

Es por lo anterior que esta monografía busca identificar como afecta el fracturamiento hidráulico a los acuíferos subterráneos, determinando en que consiste la técnica y que consecuencias podría traer consigo, dado a que en la mayoría de los estudios realizados no se tiene una clara identificación de cuál es la actividad que genera la conexión entre zona de interés y acuífero.

¹ DAVIES, Richard J; ALMOND, Sam. Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation En : Marine and Petroleum Geology [Science Direct] Septiembre. 2014 [Consultado el 28, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0264817214000609>

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar el efecto del fluido de fracturamiento sobre los acuíferos subterráneos.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir la inyección del fluido en la operación de fracturamiento
- Identificar las causas por las que el fluido conecte con los acuíferos subterráneos
- Analizar las consecuencias de la afectación de los acuíferos sobre las comunidades y de más factores ambientales.

1. MARCO REFERENCIAL

1.1 MARCO HISTÓRICO

Esta técnica empezó a utilizarse desde el año 1947 en donde solo se implementaba en yacimientos convencionales. El método se planteó y se desarrolló en el año de 1949 a cargo de la empresa operadora Halliburton en los Estados Unidos, sin embargo cuando ya se empezó a perforar para encontrar hidrocarburos en yacimientos no convencional se implementó la combinación del fracturamiento hidráulico con la perforación direccional, está ya existía pero no se usaba con el fin de explotar los no convencionales, el primer pozo en el que se realizó este conjunto de técnicas con este fin fue en la cuenca de Barnett en Estados Unidos, en el año 1992, sin embargo en los años 2000 fue que se evidenció un incremento en la implementación de este método.²

La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos en Abril del año 2013³ determinó que puede existir fugas de metano en los pozos y como referencia tomo un campo en Colorado que reveló fugas del 2,2% al 7,7 % de la proporción total de gas de la cuenca, estos resultado son los que generan un gran revuelo en la comunidad dado que son consecuencia de una mala práctica del proceso de fracturamiento hidráulico, como es la mala cementación durante el completamiento, de la cual se hablaba anteriormente.

En el 2011 la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos⁴ multo a EXCO Resource, una compañía operadora encargada de la operación de fracturamiento hidráulico en pozos de Pennsylvania por tener malas prácticas en el desarrollo de la integridad de la cementación, implicando una contaminación en acuíferos.

De igual forma en el año 2013 la organización "Society of Petroleum Engineers" (SPE) mostró que en el 2012, se realizó un análisis de un caso de fracturamiento hidráulico en Canadá junto con la CAPP (Canadian Association of Petroleum Producers) en el que se reportó que en promedio, del 20% al 60% del fluido inyectado es recuperado, el resto es filtrado, almacenado en las rocas del subsuelo o mezclado junto con las aguas subterráneas, como consecuencia del proceso que

² BURTON, Taylour G.; RIFAI, Hanadi S. Elucidating hydraulic fracturing impacts on groundwater quality using a regional geospatial statistical modeling approach. En : Science of the Total Environment [Science Direct] 1. Marzo. 2016. p114-126. [Consultado el 28, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/journal/00489697/545?sdsc=1>

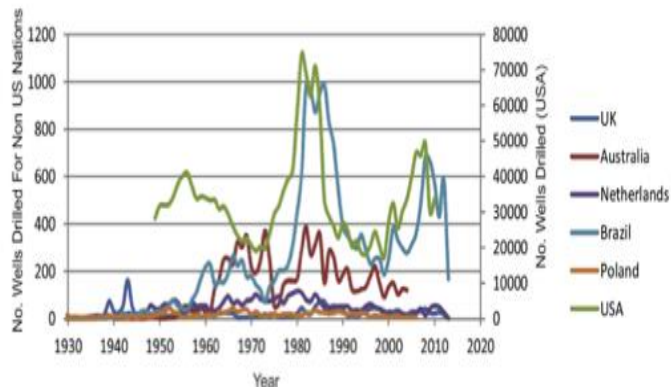
³ UWIERA-GARTNER, Michelle. Groundwater Considerations of Shale Gas Developments Using Hydraulic Fracturing: Examples, Additional Study and Social Responsibility [One Petro]. Alberta, CA. Noviembre. 2013. [Consultado: 21, Julio, 2017], Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-167233-MS>

⁴ ibid

se lleve a cabo para finalizar y dejar produciendo el pozo, en lo que tiene que ver la calidad de la cementación, y las muchas capas de tubería que se usan para realizar la perforación.

En el año 2014 se realizó otra investigación por el señor Richard Davies⁵ sobre la integridad de pozos de gas y aceite, del cual abarcan casos en onshore y offshore basándose en diferentes pozos que han sido contaminados por inconvenientes en los sistemas de barreras; la Figura 1 muestra la cantidad de pozos que se han perforado en distintos países, sobresale Estados Unidos en donde se han perforado cerca de 2,6 millones de pozos aproximadamente desde 1949 hasta el 2013⁶ y un caso que sobresale en este país es en Pennsylvania, se ha presentado entre 2011 y 2012 un 6,2% (211) de pozos que han fallado de 3391 pozos de gas shale que hay, donde se encontró que el 0,17% de los pozos han experimentado “patada de pozo” y migración de gas y el 2,41% ha tenido experiencia de falla de casing o cementación, por otro lado, teniendo en cuenta la medida de gas presente en la superficie de muchos pozos se ha identificado la presencia de 1144 problemas de violación al medio ambiente en 3533 pozos realizado entre 2008 y 2011.

Figura 1 Número de pozos perforados anualmente desde 1930 en Brasil, Holanda, Polonia, Australia, Reino Unido y Estados Unidos



Fuente: DAVIES, Richard J; ALMOND, Sam. Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation En : Marine and Petroleum Geology [Science Direct] Septiembre. 2014 [Consultado el 28, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0264817214000609>

⁵ DAVIES, Richard J; ALMOND, Sam. Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation En : Marine and Petroleum Geology [Science Direct] Septiembre. 2014 [Consultado el 28, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0264817214000609>

⁶ ibid

El primer país en prohibir esta técnica de producción de hidrocarburos fue Francia, el periódico *Le Mond Frances* dio la noticia⁷ el 1 de Julio de 2011 con la ley 835 de 2011, en donde en una votación hecha por el senado, 176 votos estuvieron en contra y 151 a favor, las principales razones según Fernandez Hoz⁸ por la que se dio esta prohibición se basan en la cantidad elevada de agua que se utiliza , la posibilidad de contaminar los acuíferos subterráneos y la probabilidad de que los químicos presentes tengan contacto con los acuíferos y generen daños en la salud, lo cual representa un gran riesgo.

Respecto a la producción que se ha venido observando en Estados Unidos, Eloy Pelegry⁹ dice que la extracción de gas shale ha empezado a marcar una gran diferencia, pues paso de representar solo el 1% a un 40% de la producción de Gas Natural; en Enero del año 2000 la producción mundial de gas sales fue de 1.5bcf/d y catorce años después, aumento a 35bcf/d.

Un estudio realizado por Arnedo¹⁰ en el 2011 en los estados de Pensilvania y Nueva York, se basó en el análisis de la cantidad de metano en un muestra de 68 pozos de agua dulce ubicados en estos estados, lo que resulto en que el 85% de estos contenían metano, y este era de origen termogénico, es decir provenía un yacimiento donde las presiones y temperaturas fueron las que generaron este gas, por lo que puede ser un posible consecuencia del fracturamiento hidráulico.

Sin embargo, también hay un estudio realizado por el Tyndall Centre¹¹ en el que se concluye que las probabilidades para que haya una afectación a una fuente hídrica subterránea como resultado del fracturamiento hidráulico se estiman en menos de 1 en 59 millones de pozos, lo cual es una muy baja probabilidad, aclarando que este estudio se realizó teniendo en cuenta pozos con una muy buena integridad en la cementación.

⁷ LE MOND.FR . Gaz de schiste: le Parlement interdit l'utilisation de la fracturation hydraulique En: Francia, 2011. [Consultado el 27, Agosto, 2017].

⁸HOZ, Fernandez. Impacto Ambiental del sistema de fractura hidraulica para la extraccion de gas no convencional. Madrid. ES. 2012. [Consultado el 27, Agosto, 2017].

⁹ PELEGRY, Eloy. Gas No convencional: Shale gas Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios. Madrid. ES. 2016. p. 30-45 [Consultado el 27, Agosto, 2017]. Disponible en: http://www.icog.es/TyT/files/shale_gas_2016.pdf

¹⁰ ARNEADO, Ana. Fracking Extraccion de gas y petroleo no convencional , y su impacto ambiental [Sitio Web]. Cartagena, CO. 2015. [Consultado el 21, Agosto, 2017] Disponible en: http://bibliotecadigital.usb.edu.co/bitstream/10819/2858/1/Fracking%20Extracci%C3%B3n%20gas_Arnedo_2015.pdf

¹¹ *Íbid.*

1.2 MARCO NORMATIVO

Teniendo en cuenta la importancia de esta técnica, es clave conocer sobre las regulaciones que la rigen, en Estados Unidos uno de los pilares en la Política Energética es la expansión de la estrategia de las reservas de petróleo y gas natural, por lo que si se tiene una buena normatividad en lo referente a la exploración y explotación de hidrocarburos se puede llegar a cumplir el objetivo.

La normatividad con la que se ha regido esta técnica en Estados Unidos, no es muy clara, dado a que cada estado cuenta con su propia normatividad, sin embargo como lo especifica Nicolás Torres¹², cada una de ellas se basa según los acuerdos en los que el país en general este comprometido, como es el caso de lo firmado en la Conferencia de Estocolmo sobre Medio Ambiente Humano en el año de 1972 o lo aceptado en el año 2011 referente al acuerdo sobre el Medio Ambiente del Mercosur, el cual se basa en la gestión sustentable de los recursos naturales, o el Protocolo de Montreal en el cual se regularon las sustancias que acaban con la vida útil de la capa de ozono, entre muchos otros.

Los estados de Estado Unidos inicialmente se rigen bajo la normatividad inicialmente federal, en la que, en este campo, la entidad más importante es la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) la cual genera las leyes ambientales basadas en estudios y consideraciones que crea pertinentes, dando estatutos para la buena explotación de este tipo de hidrocarburos, después esta la normatividad estatal y local en donde rigen leyes referentes a permisos y requerimientos en las etapas de diseño, colocación, espaciamento, operación y abandono de locaciones, además de las referentes a las de disposición de agua.

Sin embargo el fracturamiento hidráulico está posicionado en la política energética de Estados Unidos¹³ del 2005 en donde especifica que esta técnica es nombrada en la Ley de agua potable segura, en el inciso B de la sección 1421, la cual especifica los términos que se deben cumplir para la realización de esta en cuanto al programa de planeación que se debe llevar a cabo con el fin de prevenir la contaminación de aguas subterráneas, de igual forma especifica que es requisito por parte del ente que vaya a hacer la estimulación hidráulica contar con un permiso autorizado por el Estado para dicha ejecución, el cual debe tener una planeación en la que se incluyan requisitos de inspección, monitoreo, registros y reportes, además

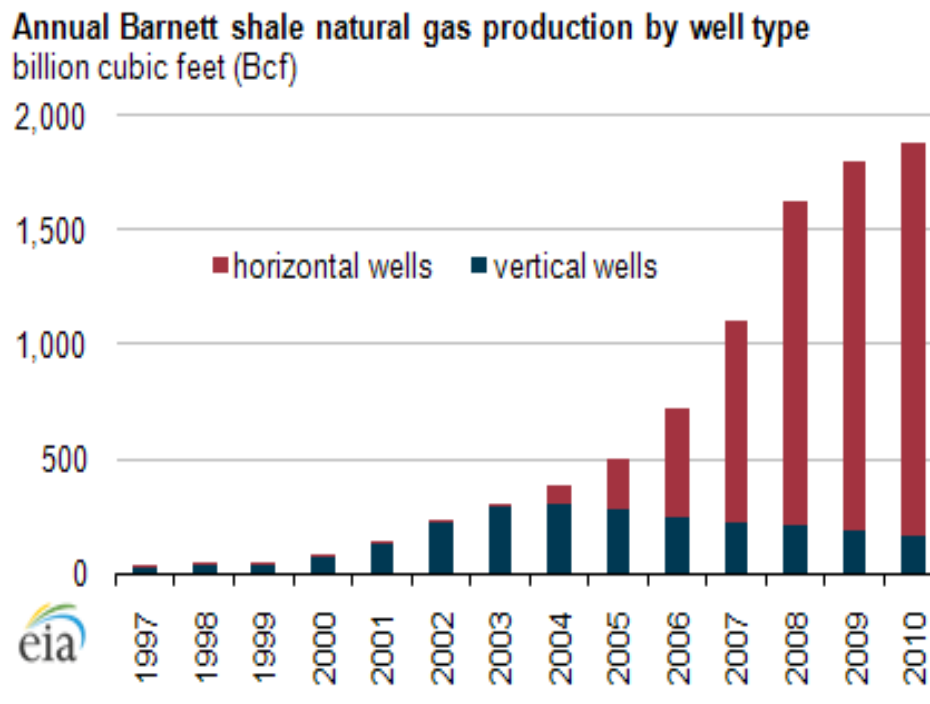
¹² TORRES, Nicolás. Panorama actual de la fracturación hidráulica a partir del análisis de los procesos e impactos ambientales recopilados de algunas experiencias en Estados Unidos y Argentina Bogota D.C. CO. 2016. Trabajo de investigación (Especialización en Gestión Ambiental) Fundación Universidad de América.

¹³ NARA - National Archives and Records Administration. Federal Register National Archives and Records Administration Code of Federal Regulations. Title 42, Chapter 6A, Subchapter XII. 2005

de que debe contar con estudios de condiciones geológicas, hidrológicas o históricas.

Por otro lado, hay estados que tienen prohibida esta técnica como es el caso de Vermont, Maryland y Nueva York, en este último se ubica la cuenca de Barnett Shale, la cual es una gran productora de hidrocarburos por métodos no convencionales y es explotada en Texas, como se puede observar en la Figura 2, se evidencia notoriamente como la implementación de esta técnica en pozos horizontales ha generado un gran recobro petrolífero llegando a los casi 2 billones de pies cúbicos de gas natural.

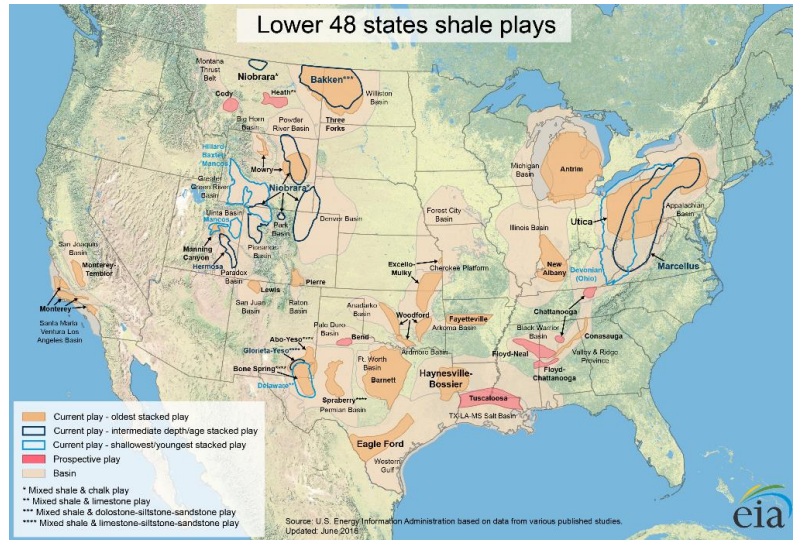
Figura 2 Producción anual de la cuenca Barnett Shale



Fuente: EIA - U.S. Energy Information Administration. Technology drives natural gas production growth from shale gas formations [Sitio Web] Estados Unidos. 2011. [Consultado: 21, Julio, 2017], Disponible en: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=2170>

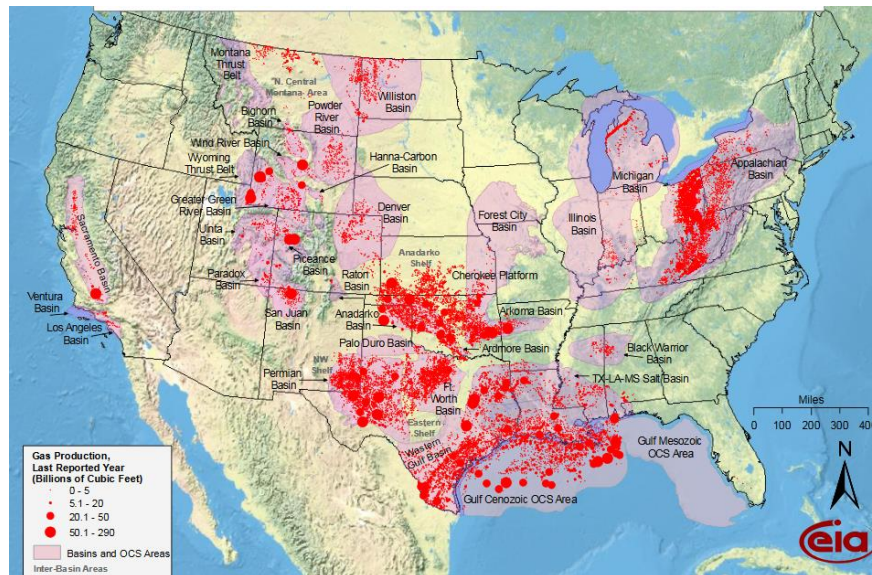
Como se observa en el mapa 1, los estados donde mayor prospecto hay de reservas no convencionales son Colorado, Dakota del Norte, Ohio, Pennsylvania, Texas, Utah, entre otros, en el mapa 2 se puede observar la cantidad de pozos petroleros perforados en cada estado.

Mapa 1 Áreas petroleras no convencionales en Estados Unidos



Fuente: EIA - U.S. Energy Information Administration. Technology drives natural gas production growth from shale gas formations [Sitio Web] Estados Unidos. 2011. [Consultado: 21, Julio, 2017], Disponible en: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=2170>

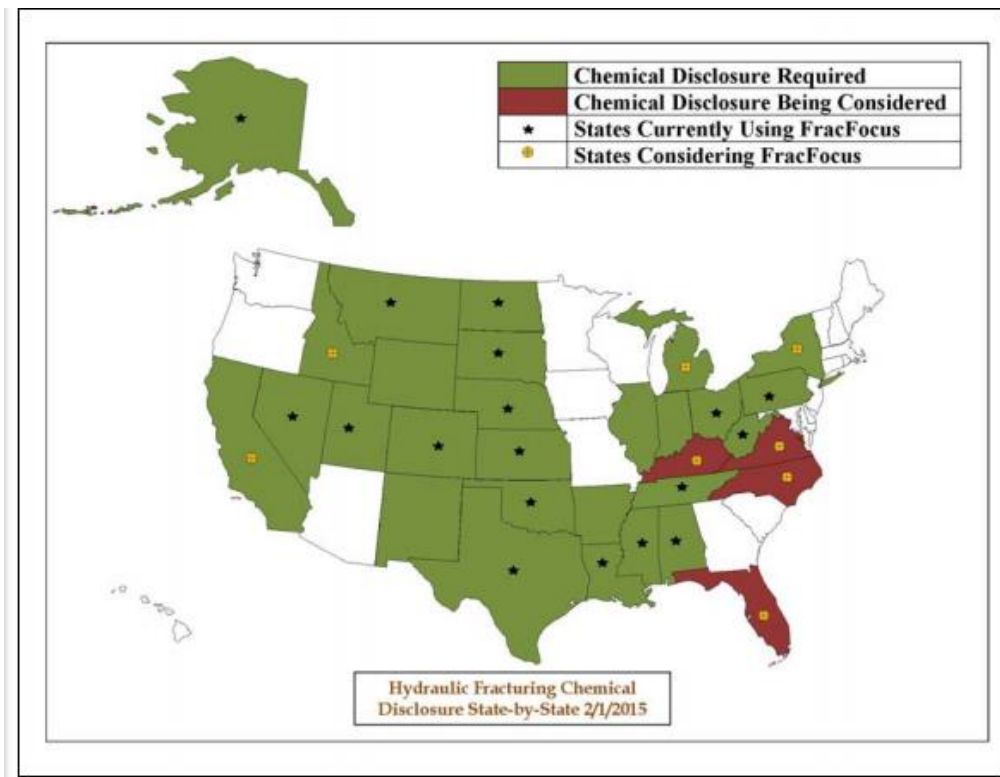
Mapa 2 Producción de gas en Estados Unidos



Fuente: EIA - U.S. Energy Information Administration. Technology drives natural gas production growth from shale gas formations [Sitio Web] Estados Unidos. 2011. [Consultado: 21, Julio, 2017], Disponible en: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=2170>

Cabe aclarar que en Estados Unidos hay muchos estados que tienen regulado el hecho de la estimulación hidráulica, sin incluir la fractura, por lo que como lo dice el Servicio de Investigación Congressional¹⁴ se han implementado normas que regulen esto, como es el caso de la divulgación de los productos químicos utilizados, se ha observado que a medida que pasa el tiempo hay un mayor número de estados que empiezan a usar esta regulación, pasando de cuatro estados en el 2009 a 13 en el 2013 donde se divulgan en una base de datos denominada FracFocus. (Mapa 3)

Mapa 3 Estados en Estados Unidos que requieren publicar los químicos agregados al fluido de fracturamiento.



Fuente: CRS - Congressional Research Service. An Overview of Unconventional Oil and Natural Gas: Resources and Federal Actions. Estados Unidos. Mayo. 2015. [Consultado el 21, Agosto, 2017] Disponible en: <https://fas.org/sgp/crs/misc/R43148.pdf>

En cuanto a Colombia se han generado algunos decretos referentes al tema como el 2058 del 30 de agosto de 1991, el cual establece que las empresas del sector de

¹⁴ CRS - Congressional Research Service. An Overview of Unconventional Oil and Natural Gas: Resources and Federal Actions. Estados Unidos. Mayo. 2015. [Consultado el 21, Agosto, 2017] Disponible en: <https://fas.org/sgp/crs/misc/R43148.pdf>

hidrocarburos pueden ejecutar actividades como fracturamiento hidráulico para la producción de hidrocarburos si es necesario para la prestación del servicio principal.

También está el acuerdo No. 3 del 26 de marzo de 2014, el cual rige los parámetros y normas referentes a la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales.

En marzo de 2014, Colombia emitió la Resolución 90341, la cual especifica los requerimientos básicos para las operaciones de fracturamiento hidráulico con el objetivo de tener el menor impacto ambiental, en estas se encuentra el adecuado desarrollo de la cementación para pozos exploratorios y en desarrollo, el cual debe estar ubicado a 150 pies por debajo del acuífero más profundo encontrado.

1.3 MARCO TEÓRICO

El Fracturamiento hidráulico es una técnica usada para extraer petróleo y gas natural de formaciones con baja permeabilidad mediante la inyección de un fluido a altas presiones como lo especifican los señores Spencer y Matthew¹⁵ en el libro “Hydraulic Fracturing and Shale Gas Production : Issues, Proposals and Recommendations” , de igual forma como lo nombra Scptchman¹⁶ en su artículo, el fracturamiento es un proceso de la industria petrolera que ha permitido recientemente que los hidrocarburos no convencionales dominen gran parte de la industria petrolera mundial.

Vale la pena aclarar que esta técnica genera un incremento en la productividad del reservorio, pero no quiere decir que para todos los yacimientos, se desarrolle con las mismas presiones o fluidos de fracturameinto, siempre se deben conocer las características del reservorio a la hora de diseñar los tratamientos de fracturamiento hidráulico.

Como ya se conoce, el fracturamiento hidráulica o “fracking” genera fracturas en el subsuelo para generar un aumento en la producción, Huan Chen, Kimberly E. Carter¹⁷ comentan en su artículo “Water usage for natural gas production through

¹⁵ MATTHEW, Gilbert; FERGUSON, Spencer. Hydraulic Fracturing and Shale Gas Production : Issues, Proposals and Recommendations En: Hydraulic Fracturing: Chemical Disclosure Requirements. En: . Nova Science Pub. Abril. 2012.p.1

¹⁶ SCOTCHMAN, Lain C. Shale gas and fracking: exploration for unconventional hydrocarbons. En : Proceedings of the Geologists' Association [Science Direct] Vol 127. Issue 5. Noviembre. 2016. [Consultado el 29, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016787816300979>

¹⁷ CHEN, Huan; CARTER, Kimberly. Water usage for natural gas production through hydraulic fracturing in the United States from 2008 to 2014 [Science Direct] Vol.170 Abril. 2016. [Consultado el 20 Julio 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301479716300214>

hydraulic fracturing in the United States from 2008 to 2014” del 2016 que este proceso consiste en altas cantidades de fluido de fracturamiento inyectado a altas presiones a las formaciones de shale o las no convencionales, creando la fractura y retornando el fluido a la superficie en un 30% a 50% .

Usualmente como lo dice Zhang y Yang¹⁸ este proceso va acompañado de la perforación direccional, lo cual hace que sea la técnica con mayor éxito en el desarrollo de yacimientos de gas shale; al presentarse el fracturamiento hidráulico en pozos horizontales, las fracturas tienden a estar más controladas, es decir que la propagación es más limitada, esto fue analizado teniendo en cuenta datos reales de la geofísica de un campo por los señores Fisher y Warpinski en el artículo “Hydraulic fracture-height growth: real data”

Esta técnica debe contar con un pre análisis en el que se analice la formación, para creación, propagación y apertura de las fracturas, es necesario conocer factores como saturación, presión a la que se inyecta el fluido, caudal con el que se inyecta, módulo geo mecánico, heterogeneidad, criterio de falla de tensión, modelos de permeabilidad y fluidos presentes entre las fracturas, esto con el fin de elaborar la técnica en el yacimiento de la forma más controlada posible, evitando el impacto acuíferos, propagación excesiva de fractura entre otros.

Es importante saber que la implementación de esta técnica, debe tenerse bajo ciertos parámetros y estudios como se menciona anteriormente, una pieza clave para el desarrollo del fracturamiento hidráulico es identificar de forma clara en que consiste el fluido de fracturamiento, lo cual es relevante para identificar los efectos que este puede traer.

El fluido de fracturamiento según Michelle Uwiera-Gartner¹⁹, es una mezcla de varios compuestos usados a altas presiones para la generación de la fractura , el cual consiste en una mezcla de 95% agua, 5% de material propante, y menos del 0,05% de aditivos químicos que dependen de la formación que se vaya a querer producir.

El fluido es usualmente base agua, pero puede llegar a ser en casos particulares, base aceite, el agua que se usa puede ser suministrada de fuentes de agua como

¹⁸ ZHANG, Dongxiao; YANG, Tingyun. Environmental impacts of hydraulic fracturing in shale gas development in the United States En : Petroleum Exploration and Development [Science Direct] Diciembre. 2015 [Consultado el 28, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/journal/petroleum-exploration-and-development/vol/42/issue/6>

¹⁹ UWIERA-GARTNER, Michelle. Groundwater Considerations of Shale Gas Developments Using Hydraulic Fracturing: Examples, Additional Study and Social Responsibility [One Petro]. Alberta, CA. Noviembre. 2013. [Consultado: 21, Julio, 2017], Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-167233-MS>

ríos y lagos o acuíferos subterráneos ya sean de recursos públicos o privados, el material propante es el encargado de mantener las fracturas abiertas, evitando que después cuando se vaya a producir, estas se vayan a cerrar.

Los químicos más usados en el fluido de fracturamiento de acuerdo a un análisis mostrado en el documento “Fracking by the Numbers” de Environment America²⁰, son el ácido hidroclorhírico, el metanol, destilados del petróleo, e benceno, la nafta, formaldehidos, etilenglicol y el hidróxido de sodio, sin embargo estos pueden estar o no presentes dependiendo del tipo de formación que se quiera atravesar, dado a que son químicos tóxicos, es por esto la importancia de que se tenga un control adecuado de la técnica de fracturamiento hidráulico.

Un estudio realizado por el Instituto Argentino del petróleo y gas²¹ obtuvo una caracterización de los componentes que conforman el fluido de fracturamiento básico (Tabla 1), esta tabla realiza una comparación del uso de cada compuesto en la industria contra el porcentaje de uso en el hogar, para tener una idea de la proporción en que es usado.

²⁰ ENVIRONMENT AMERICA. Fracking by the Numbers [Sitio Web] 3 Octubre 2013 [Consultado: 20, Julio, 2017], Disponible en: <https://environmentamerica.org/reports/ame/fracking-numbers>

²¹ INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y GAS. El abecé de los hidrocarburos en Reservorios No convencionales [Instituto Argentino del Petróleo y Gas]. Buenos Aires. AR. No. 4. 2015. p.19 [Consultado: 20, Julio, 2017], Disponible en: http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-de-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales

Tabla 1 Principales compuestos químicos empleados para la elaboración del fluido en la fractura hidráulica

Tipo de sustancia	Función en la industria	Función en el hogar	Concentración en el hogar	Concentración en el fluido de fractura
Hipoclorito de sodio (lavandina)	Acondicionamiento del agua, control microbiano	Desinfectante, agente blanqueador, tratamiento del agua. Uso médico	0,1% a 20%	0,01% a 0,02%
Glutaraldehído	Control microbiano	Desinfectante. Producto utilizado para esterilizar equipamiento médico y odontológico		0,01%
Hidróxido de sodio (soda cáustica)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Preparación de alimentos, jabones, detergentes, blanqueadores dentales	0,1% a 5%	0,04% a 0,08%
Ácido clorhídrico (ácido muriático) (33%)	Disolver carbonatos, bajar el pH	Para destapar cañerías. Presente en el estómago		0,33%
Carbonato de sodio (natrón)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Limpiadores, lavavajillas, pasta de dientes, acuarios, cuidado del cabello	0,5% a 85%	0,0% a 0,025% (Muy raramente utilizado)
Bicarbonato de sodio	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Polvo leudante, limpiadores, pasta de dientes, polvo de bebés, acuarios	1% a 100%	0,0% a 0,006% (Muy raramente utilizado)
Ácido acético (vinagre)	Estabilizador de hierro para la mezcla de ácido clorhídrico	Preparación de comidas, productos de limpieza	1% a 5%	0,003%
Cloruro de potasio	Control de la expansión de arcillas	Sal de mesa dietética, uso médico, suplemento para mascotas	0,5% a 40%	0,0% a 0,91%
Goma guar	Gelificante (polímero)	Cosméticos, productos horneados, helado, dulces, sustituto de trigo	0,5% a 20%	0,0% a 0,25%
Sales de Borato / ácido bórico	Para reticular el fluido de fractura	Cosméticos, spray para cabello, antiséptico, detergentes	0,1% a 5%	0,0% a 0,001%
Enzima hemi celulósica	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Aditivo de vinos, pasta de soja, procesos industriales de alimentos, aditivo de alimentos de granja	0,1% a 25%	0,0% a 0,0005%
Enzimas	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Detergentes, jabones para ropa, removedores de manchas, limpiadores, café instantáneo	Aprox. 0,1%	0,0% a 0,0005%
Surfactantes	Tensioactivos: Para reducir las tensiones superficiales y interfaciales	Detergentes, lavavajillas, champoo, gel de duchas	0,5% a 2,0%	0,02%
Sílica (arena)	Agente de sostén	Vidrio, limpiadores en polvo, artículos de artística	1% a 100%	4,0% a 6,0%
Resina acrílica	Agente de sostén (recubrimiento de granos de agente de sostén)	Desinfectante, colorante, empaque de alimentos	<0,01% a 2%	0,0% a 0,002% (no se usa siempre)

Fuente: INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y GAS. El abecé de los hidrocarburos en Reservorios No convencionales [Instituto Argentino del Petróleo y Gas]. Buenos Aires. AR. No. 4. 2015. p.19 [Consultado: 20, Julio, 2017], Disponible en: http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-de-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales

Dado a que el problema en el que reside el fracking es el de llegar a mezclarse cierta parte del fluido de fracturamiento con los acuíferos subterráneos, que proveen de agua a poblaciones cercanas, por lo que para hablar de este tema, es necesario

conocer el significado de agua subterránea, el cual según el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca²² corresponde al agua que se aloja y circula en el subsuelo, esta agua subterránea es aquella que está ubicada debajo del nivel freático es decir donde todos los poros o fisuras de las rocas están completamente llenos de agua, es importante saber que esta agua llega a superficie de forma natural a través de manantial, cauces fluviales o vertientes.

Un acuífero es el volumen subterráneo de rocas y sedimentos que contiene a las aguas subterráneas de su alrededor, dicho recurso hídrico se encuentra allí almacenada debido al ciclo hidrológico, principalmente al proceso de infiltración, este ciclo consiste en la sucesión de etapas que sufre el agua pasando de la tierra a la atmósfera y nuevamente a la tierra estableciendo procesos de evaporación, precipitación, acumulación y filtración; La sociedad geográfica de Lima²³ ha realizado estudios en los que se observa que aproximadamente el 30% del agua que se consume es proveniente de dichas fuentes subterráneas.

Según INGEOMINAS²⁴ los acuíferos subterráneos son aquellos depósitos de agua que se encuentran en el subsuelo, dichas aguas, se acumulan y se mueven en el interior de las formaciones geológicas, su composición varía dependiendo de las propiedades geológicas de las rocas y sedimentos con los que tienen contacto, así mismo el tipo de roca, estructura geológica y depósitos no friables, condicionan el funcionamiento de los acuíferos.

Así como existen aguas entrampadas en el subsuelo, el lugar donde se deposita el fluido se le denomina yacimiento, también existen hidrocarburos los cuales se encuentran a una mayor profundidad.

Existen dos tipos de yacimientos de petróleo, los yacimientos no convencionales y los convencionales, los yacimientos convencionales se caracterizan por tener permeabilidad que puede variar entre 0,5 a 20 milidarcys, generando que el fluido pueda moverse mucho más fácil, en los últimos años se ha venido implementando la técnica de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales en los que la permeabilidad puede ubicarse en un rango de 0,000001 a 0,0001 milidarcy,

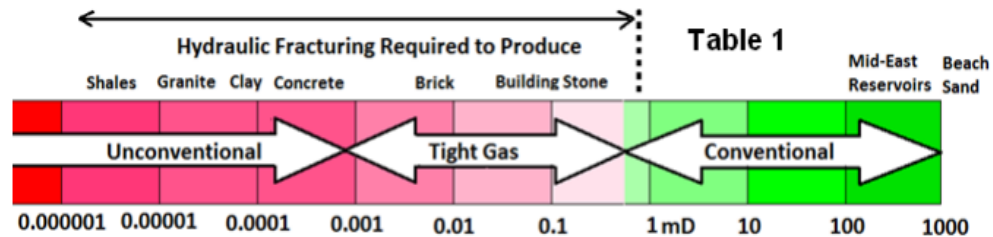
²² MINISTERIO DE AGRICULTURA GANADERÍA Y PESCA. Manual de Aguas Subterráneas [Sitio Web] Montevideo. UY. 2012. [Consultado: 21, Septiembre, 2017], Disponible en: http://www.mgap.gub.uy/sites/default/files/multimedia/manual_de_agua_subterranea-ilovepdf-compressed.pdf

²³ SOCIEDAD GEOGRÁFICA DE LIMA ; GLOBAL WATER PARTNERSHIP. Aguas subterráneas-acuíferos [Sitio Web] Lima. Perú. Diciembre. 2011. [Consultado el 30, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.gwp.org/globalassets/global/gwp-sam_files/publicaciones/varios/aguas_subterraneas.pdf

²⁴ INGEOMINAS. Programa de exploración de aguas subterráneas [Sitio Web]. Bogota DC. CO. Diciembre 2004. [Consultado el 27, Agosto, 2017]

como lo especifica King²⁵ en su artículo (Figura 3), las propiedades de la litología que se encuentra en la zona de interés son de gran importancia, pues de ellos depende presiones que se puedan encontrar en el subsuelo, las cuales son muy importantes conocer a la hora de fracturar, además de que estos factores ayudan o no a la facilidad de extracción de hidrocarburos del yacimiento.

Figura 3: Rangos de permeabilidad de las formaciones de producción e identificación de zonas donde es requerido el fracturamiento



Fuente: KING, George. Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells [One Petro]. Society of Petroleum Engineers. 2012. [Consultado: 21, Julio, 2017], Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-152596-MS>

Los hidrocarburos no convencionales están ubicados en yacimientos denominados “shale” y en los yacimientos “tight sands” denominados así por el tipo de roca, en estos casos al hidrocarburo se le dificulta moverse por lo que es necesario el proceso de estimulación de la roca.

Es importante saber que el fracturamiento hidráulico se lleva realizando desde hace varios años, sin embargo es a la fecha que se está empezando a desarrollar esta técnica en los no convencionales, mezclándolo con la perforación direccional, específicamente con pozos horizontales.

Sin embargo, en años recientes el fracturamiento hidráulico al desarrollarse en yacimientos no convencionales ha empezado a percibirse de forma negativa, dado que como lo dice Aguirre, este método ha generado impactos en el medio ambiente como contaminación de acuíferos, emisiones a la atmosfera, contaminación al suelo y micro sismos²⁶, por lo que es importante conocer los conceptos técnicos para definir qué tanto puede llegar a afectar al ambiente.

²⁵ KING, George. Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells [One Petro]. Society of Petroleum Engineers. 2012. [Consultado: 21, Julio, 2017], Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-152596-MS>

²⁶ VALDES, Claudia Lucia. El Fracking: Impactos ambientales y socioeconomicos [Sitio Web] Instituto Universitario de Ciencias Ambientales de la Universidad Complutense de Madrid. Madrid. ES. Consultado: 21 Julio, 2017], Disponible en: http://www.mufr.fr/sites/mufr.univ-toulouse.fr/files/claudia_lucia_valdes_aguirre.pdf

2. INYECCION DEL FLUIDO DE FRACTURAMEINTO

Con este capítulo se busca dar solución al objetivo número 1, conociendo en que consiste el proceso del fracturamiento hidráulico , el cual se basa en la inyección de un fluido con unas características principales a altas presiones que generan fractura en las rocas creando canales de flujo para la extracción del fluido, sin embargo este proceso contiene mucho más estudio de lo que parece, iniciando por pasos elementales como la exploración para identificar si hay probabilidad de encontrar hidrocarburos en el subsuelo, identificando el potencial que se puede extraer, además se debe obtener licenciamientos de exploración y posterior a esto si empezar con la perforación.

2.1 FASE DE PERFORACIÓN

La fase de perforación consta en la apertura del pozo, el cual se desarrolla una parte vertical y la otra horizontal, en este punto se genera la perforación en diferentes fases, en la que se va colocando barreras para evitar el contacto del fluido de fracturamiento con los acuíferos o fluidos externos, esto se lleva a cabo con ayuda de un fluido de perforación, el cual lubrica la broca, mantiene la estabilidad en las paredes del pozo, equilibra presiones, entre muchos otros factores.

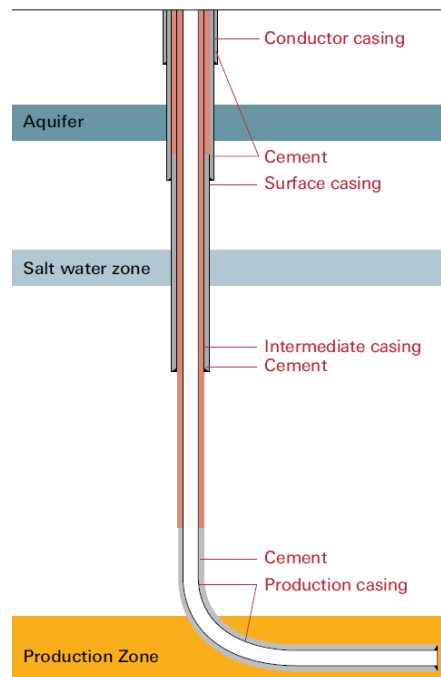
Se desarrollan diferentes etapas en el proceso de perforación, la primera se basa en la instalación de un tubo conductor, seguido de un revestimiento superficial, pasando a uno intermedio 1 y un intermedio 2 y por ultimo a la tubería de producción, cabe aclarar que como se observa en la Figura 4, a medida que se va profundizando en el subsuelo el diámetro va disminuyendo.

- Tubo Conductor: Este tiene un diámetro de 30" y tiene una profundidad aproximada de 30 metros, este se hace con el fin de ser la base para iniciar la perforación.
- Tubo Superficial: Corresponde a un diámetro de 20" usualmente y tiene la función de aislar las zonas de acuíferos del interior del pozo, este se cementa hasta superficie creando una mayor barrera.
- Revestimientos intermedios: Este si divide en dos, cuyos diámetros correspondientes son 13 5/8" y 9 5/8", es el encargado de aislar aquellas zonas presurizada y zonas de agua no fresca, posiblemente salada causante de la inestabilidad de la presión²⁷. Usualmente también se cementa hasta superficie generando un mayor aislamiento.

²⁷ THE ROYAL ACADEMY; THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing [Sitio Web] Junio. 2012. [Consultado el 20, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.royalsociety.org/policy/projects/shale-gas-extraction>

- Revestimiento de producción: Como lo dice su nombre es él encarga de aislar la zona de producción y es el que se ubica en la parte horizontal de pozo usualmente, generalmente tiene un diámetro de 7 5/8”.

Figura 4 Estructura física de un pozo



Fuente: THE ROYAL ACADEMY; THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing [Sitio Web] Junio. 2012. [Consultado el 20, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.royalsociety.org/policy/projects/shale-gas-extraction>

En cada etapa de perforación se va desarrollando un procedimiento de cementación correspondiente, lo que genera que exista una barrera más fortalecida impidiendo el contacto con fluidos externos.

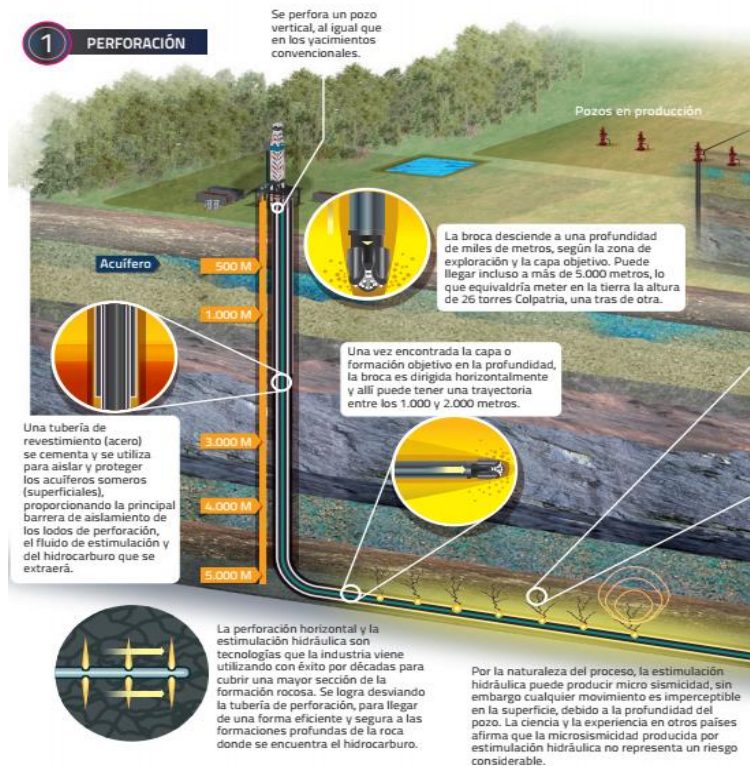
2.1.1 Perforación direccional

La perforación direccional hace referencia según el diccionario de Schlumberger²⁸ a una desviación que se genera en el pozo, la cual se hace con el objetivo de geo navegar por la zona de interés, se inclina el pozo con respecto a la vertical con un

²⁸SCHLUMBERGER. Horizontal Drilling. [Sitio Web]. seg. Glossary Oilfield [Consultado el 29, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/horizontal_drilling.aspx.

ángulo aproximado de 90°, esto se hace con el objetivo de incrementar la productividad hidrocarburífera del yacimiento por lo cual es muy utilizado en el fracturamiento hidráulico, como se puede observar en la Figura 5, dado que permite aumentar el radio de drenado, y evita tener problemas como la conificación y canalización de fluidos no deseables como el agua, además al tener un pozo horizontal la presión tiende a mantenerse más en el momento en que se extraen los fluidos, lo cual causa que no se deplete rápidamente el yacimiento.

Figura 5 Pozo horizontal y fracturamiento hidráulico



Fuente: ACP-Asociación Colombiana del Petróleo. Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia. Bogotá D.C. CO. Mayo. 2014. [Consultado el 21, Agosto, 2017] Disponible en: <https://acp.com.co/web2017/images/pdf/petroleoygas/yacimientosnoconvencionales/Cartilla%20YNCv3.pdf>

Este estilo de pozo es muy utilizado en yacimientos no convencionales, pues debido a su forma proporciona la facilidad de generar fracturas que permitan el paso del fluido y tienen un mayor contacto con la zona de interés, además de reducir significativamente la realización de pozos verticales.

El BHA que contiene el motor en fondo como lo dice David Almeida²⁹ es el encargado de inducir la dirección del pozo, en donde es necesario tener cálculos previos como el “Kick off point” el cual hace referencia al punto en donde empieza la desviación, el “End Of Drop” que es el punto en donde el pozo termina su inclinación, la tangente de inclinación, entre otros, para este tipo de pozos las brocas ideales a utilizar son las de diamante, dado que permite a travesar gran cantidad de sección homogénea.

2.2 FASE DE CEMENTACIÓN

La cementación se realiza inicialmente con fluido tipo salmuera el cual se coloca antes y después de introducir el cemento o también llamado lechada, para asegurarse de que este, esté completamente en el anular, se espera un tiempo a que fragüe este fluido, y se vuelve a iniciar con la perforación de la siguiente fase, este proceso es muy importante dado a que crea una aislamiento entre el yacimiento y el pozo, de lo que depende la eficiencia de las operaciones de producción y la mitigación de los impactos medio ambientales, además de que es la principal barrera que hay para evitar la fuga de fluido durante toda la vida útil del pozo.

Para asegurar que este procedimiento se desarrolló adecuadamente, es decir que hay buena integridad del cemento, se cuenta con herramientas como lo son los registros sínicos, en los que sobresalen el registro de adherencia del cemento (CBL) y el registro de densidad variable (VDL) los cuales deben trabajar en conjunto para obtener un buen resultado, ayudando a identificar si hay alguna presencia de canales u orificios por donde se pueda generar una fuga.

2.2.1 CBL – Registro de adherencia del cemento


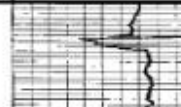


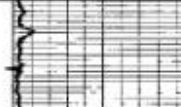




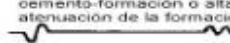


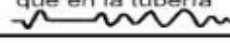

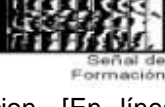
Según el señor Mario Bellabarba³⁰ el registro CBL ayuda a identificar que tan buena o mala fue la adherencia del cemento con respecto al casing o tubería de revestimiento, este se analiza dependiendo de la amplitud de onda que produce un transmisor al emitir una onda sónica, la cual viaja a través de la tubería de revestimiento hasta llegar al receptor, esta señal es mínima cuando el casing está bien cementado, lo que quiere decir que la onda se encuentra con una mayor restricción para pasar debido a la buena integridad del cemento con la tubería de

²⁹ALMEIDA, David Esteban; CARDENAS, Diego. Optimizacion de la perforacion de pozos direccionales de los principales campos en petroproduccion en la cuenca oriente en base a su caracterizacion litologica. Quito, EC. 2010. [Consultado el 19, Agosto, 2017] Disponible en:

³⁰ BELLABARBA, Mario; BULTE-LOYER, Helene. Aseguramiento del aislamiento zonal mas alla de la vida productiva del pozo . En : Oilfield Review [Sitio Web] 2008 p. 22-23. [Consultado el 19, Agosto, 2017] Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/sum08/aseguramiento_del_aislamiento_zonal.pdf

revestimiento, emitiendo menores amplitudes, la Figura 6, es una representación de cómo se ve este tipo de registro bajo los diferentes resultados que se tenga en la adherencia del cemento.

Figura 6 Casos de buena y mala adherencia del cemento de acuerdo a registros VDL -CBL

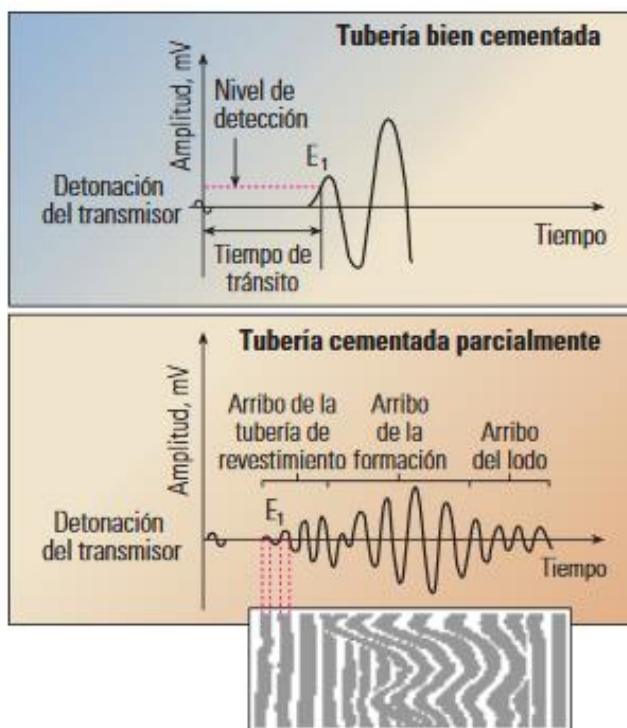
FACTORES	CBL	SEÑAL DE TUBERÍA	EXPLICACIÓN
① Tubería libre 			<ul style="list-style-type: none"> ● Fuertes señales provenientes de la tubería ● VDL: Señales de cuellos (forma V acostada) ● CBL: Señales Amplitud Alta
② Buena adherencia Tubería-Cemento y Cemento-Formación 			<ul style="list-style-type: none"> ● CBL: Baja amplitud ● VDL: Señal de tubería baja y fuerte señal de formación
③ Micro-anillo o canalización 			<ul style="list-style-type: none"> ● CBL: Indica mala cementación (puede estar errado) ● VDL: Señal moderada, variable según la formación
④ Buena adherencia, tubería-cemento y mala adherencia cemento-formación o alta atenuación de la formación 			<ul style="list-style-type: none"> ● CBL: Muestra baja amplitud ● VDL: Muestra señales a la tubería débil y señales a la formación bajas
⑤ Velocidad del sonido en la formación mayor que en la tubería 			Onda viaja más rápido por la formación y llega primero. Confirmar con registro litológico

Fuente: SOCORRO, Gabriel. Cementación. [En línea] 2012. [Citado 4-Agosto-2017] Disponible en internet: <https://es.slideshare.net/gabosocorro/produccion-1clase-3version-intersemestral>.

2.2.2 VDL- Registro de densidad Variable

EL registro sónico VDL es una herramienta que identifica que tan buena o mala fue la adherencia del cemento con respecto al yacimiento, este registro tiene el mismo principio de funcionamiento del CBL, con la diferencia que en este se puede observar los arribos que se propagan en forma de ondas extensionales en la tubería de revestimiento y como ondas refractadas en la formación, esto se puede observar en la Figura 9 en donde es más claro entender cómo se forman las imágenes mostradas, cuando el registro tiende a tener líneas rectas equivale a que hay buena cementación, en el caso donde se empieza a ver irregularidades ya hay presencia de mala adherencia con el reservorio, esta imagen muestra en el primer recuadro como es la toma de datos en tubería bien cementada, la primera amplitud que se observa hace referencia al registro CBL, buena adherencia. El segundo cuadro muestra cómo se refractan las amplitudes de la onda generando el registro VDL. La Figura 7, es una representación de cómo se ve el resultado de la corrida de registro VDL ante diferentes situación de adherencia.

Figura 7 Registro CBL Y VDL.



Fuente: BELLABARBA, Mario; BULTE-LOYER, Helene. Aseguramiento del aislamiento zonal mas alla de la vida productiva del pozo . En : Oilfield Review [Sitio Web] 2008 p. 22-23. [Consultado el 19, Agosto, 2017] Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish_08/sum08/aseguramiento_del_aislamiento_zonal.pdf

2.3 FASE DE PRODUCCION

La fase de producción se encarga de generar la conexión del yacimiento con el pozo para que posteriormente pueda salir el hidrocarburo a superficie, en este punto se realiza la técnica del fracturamiento hidráulico, en donde ya según estudios previos se debe conocer que la permeabilidad del yacimiento es muy baja y se puede clasificar como un reservorio no convencional, para llevar a cabo la etapa de fracturamiento es importante conocer la geo mecánica que haya en el subsuelo, de tal forma que se desarrolle la técnica adecuadamente.

2.3.1 Pre proceso

Para la realización de esta técnica es necesario realizar el estudio pertinente a la litología que se encuentra en esta área, los esfuerzos del subsuelo, el tipo de fluido que se debe implementar y las características que debe tener, junto con el análisis

de presiones que hay en subsuelo para poder tener un control adecuado de la fractura.

2.3.1.1 Litología

La litología hace referencia al tipo de roca estratificada que se encuentra en el subsuelo, esta estratigrafía varía mucho en todos los lugares del mundo y depende de cómo se hayan depositado los granos, los eventos geológicos y del entorno que hayan sucedido en un periodo de tiempo, es importante conocer el tipo de roca que se puede encontrar en la zona de interés, donde se quiere hacer el fracturamiento hidráulico, dado que dependiendo de las características que este tenga se puede disponer de los diferentes aditivos para el fluido a usar, entre las principales características están:

- **Permeabilidad:** Es una propiedad que se refiere a la capacidad que tiene la roca para dejar fluir un fluido a través de sus poros, esto se refiere a la interconexión que hay entre las gargantas porales, es decir el espacio que hay entre granos, para una roca con permeabilidades inferiores a los 5 mD, se le considera una roca apretada, carente de canales de flujo para la extracción del fluido contenido en la roca.
- **Porosidad:** Es la capacidad de almacenamiento de fluido que tiene la roca, esta depende de factores como el empaquetamiento, el tamaño y la redondez de los granos, dependiendo de esta propiedad se puede identificar la porosidad efectiva que tiene el yacimiento, la cual hace referencia a los espacios de la roca que están conectados entre sí.
- **Tipo de roca:** Existen diferentes tipos de rocas, sedimentaria, metamórficas e ígneas, la roca almacenadora de hidrocarburos es una sedimentaria y especialmente es una arenisca o una caliza, este tipo de rocas se caracterizan por tener buena porosidad y permeabilidad, la arenisca es una roca clástica con un tamaño de grano arena que genera una porosidad primaria y la caliza se forma por solución química con cloruro de calcio encontrado en las aguas saladas del mar en donde se puede generar con gran facilidad una porosidad secundaria, pero también se encuentra la roca shale, esta está formada por tamaño de grano muy fino con propiedades de fisilidad, en donde se encuentra material orgánico y es muy usual que sea una roca madre, contiene muy poca permeabilidad.
- **Friabilidad:** Se refiere a la compactación que hay entre los granos, cuando la roca se desborona fácilmente tiene poco material cementante, lo cual hace que sea una roca inestable, este puede ser el caso de algunas areniscas que pueden generar derrumbes causando problemas en el pozo, creando obstáculos para el

paso del fluido y movimiento de la herramientas o generar cavernas por donde el fluido se pueda filtrar fácilmente.

- Presencia de minerales arcillosos: Las arcillas son uno de los principales problemas y cuidados que se deben tener en pozo, existen algunos tipo de arcilla que son hidrofílicas las cuales se hinchan con presencia del agua, este es el caso de la bentonita como se observa en la Figura 8 que con presencia de agua, puede llegar a generar problemas en pozo, por lo que en este tipo de casos no es recomendable usar fluidos de perforación o fracturamiento base agua.

Figura 8 Bentonita Hinchada



Fuente: Conferencia Drilling Fluid Technology Clay Chemistry. Halliburton. (2013) p.15. [Consultado el 22 Agosto, 2017]

Teniendo en cuenta que la técnica en cuestión se desea desarrollar en yacimientos no convencionales, es importante conocer en que consiste la roca en la cual están contenidos este tipo de fluido.

El shale o rocas con propiedades parecidas este, son las principales rocas donde están contenidos los hidrocarburos no convencionales, este tipo de roca puede contener gran cantidad de poros, pero son de un tamaño muy pequeño y con poca conexión entre ellos, lo que causa que contenga permeabilidades muy bajas. Es el lugar donde se almacena la materia orgánica que por temperaturas y presiones adecuadas se convirtió en hidrocarburos, no pudieron fluir hacia la roca generadora, y por ende se quedaron allí.

2.3.1.2 Geomecánica

La geomecánica es la disciplina encargada de estudiar cómo funciona la mecánica del subsuelo, identificando los tipos de esfuerzos que se presentan, los cuales son encargados de las presiones que se encuentran y a las que se debe manejar la fractura en el yacimiento y la perforación del pozo, pues de estos parámetros depende su estabilidad, en cuanto al yacimiento como lo dice Cook³¹, esta rama de estudio, ayuda a modelar el movimiento de los fluidos y a identificar el comportamiento que puede tener la inyección o remoción de fluidos que genera efectos significativos en el rendimiento de la producción del yacimiento.

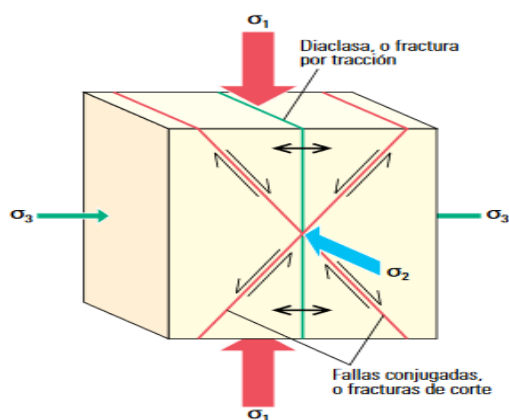
Un esfuerzo hace referencia a la fuerza que se ejerce sobre un área determinada, de los cuales puede haber esfuerzo normal y esfuerzo de cizallamiento o corte. Según Gómez y Pérez³² el esfuerzo de corte (τ) se aplica a lo largo de la cara del plano y el esfuerzo normal (σ) es el que se aplica perpendicularmente a un plano o a la superficie de la roca, este último es el de mayor interés, dado que es el principal actuante en la generación y control de fracturas en el subsuelo.

Los esfuerzos normales evidenciados en el subsuelo, son tres, de los cuales todos son esfuerzos compresionales, es de vital importancia conocerlos para poder tener un mayor control sobre el tamaño y orientación de la fractura, los esfuerzos son, esfuerzo vertical (σ_v), esfuerzo horizontal máximo (σ_{Hmax}) y esfuerzo horizontal mínimo (σ_{Hmin}), los cuales se orientan como se pueden observar en la Figura 9.

³¹ COOK, John. La Geomecánica En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 28. Enero 2016. [Consultado el 20, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/la-geomecanica.pdf?la=en&hash=93E85DF8E7665F3703DFBE5EDEBD6CCA3A6284C1

³² GÓMEZ, Diego y CORREDOR, Fabián. Evaluación de la relación de fracturas en estado crítico de esfuerzos con las pérdidas de circulación en un pozo de Ecopetrol S.A. En: Bogota, 2017. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/simple-search?query=Evaluaci%C3%B3n+de+la+relaci%C3%B3n+de+fracturas+en+estado+cr%C3%ADtico+de+esfuerzos+con+las+p%C3%A9rdidas+de+circulaci%C3%B3n+en+un+pozo+de+Ecopetrol+S.A.>

Figura 9 Esfuerzos Principales en el subsuelo, Esfuerzo vertical (σ_1), esfuerzo Horizontales (σ_3) y (σ_2)



Fuente: ARRE, Víctor; ASTRATTI, Donatella. Detección sísmica de fallas y fracturas sutiles. En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 24. 2012. [Consultado el 19, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2012/or2012_sp_sum03_seismic.aspx

- El esfuerzo vertical también llamado de sobrecarga hace referencia al esfuerzo que generan las capas de roca sobre la zona de interés, es el esfuerzo causado por el peso de los estratos de roca que están por encima y los que están por debajo, cabe aclarar que este siempre actúa en la dirección Z, el esfuerzo vertical principal que actúa en la tierra se le denomina gradiente litostático, y este varía dependiendo cuenca y litología, cuando se habla del peso que ejercen los fluidos por encima de la zona de interés, se le denomina gradiente de presión hidrostático, de este último se deriva la presión de poro, la cual también varía.
- El esfuerzo horizontal se caracteriza por tener dirección en Y y X, y el que corresponda a máximo o mínimo depende del esfuerzo que predomine, donde el mayor será el esfuerzo horizontal máximo.

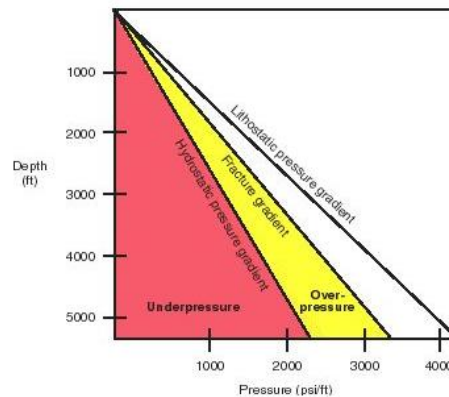
Los esfuerzos anteriormente nombrados se obtienen mediante la corrida de registros eléctricos, las fracturas se abren de acuerdo a la dirección en que se evidencia una menor resistencia y se propagan de acuerdo al plano de mayor esfuerzo y de esfuerzo intermedio donde tiene que ver el azimut que se plantee y de igual forma, también dependen de la presión hidráulica que se le aplique.

En cuando a la dirección en que se abren, por ejemplo si se tiene un pozo horizontal y el esfuerzo principal máximo es el esfuerzo vertical, la propagación de la fractura será perpendicular a este esfuerzo, en la dirección del esfuerzo horizontal máximo,

siempre y cuando la presión de fracturamiento que se aplique sea mayor que el esfuerzo horizontal mínimo.

El gradiente de presión hidrostático define la presión de poro local, este gradiente hace referencia al delta producido en la presión por unidad de profundidad, a mayor profundidad mayor será la presión que ejerzan los fluidos, este gradiente es predecible con respecto a la profundidad que se vaya teniendo, en área de presión normal que contengan agua dulce el gradiente es de 0,433 psi/ft y en casos de agua salada es de 0,456psi/ft, sin embargo, como se nombró anteriormente este puede variar dependiendo la litología que se encuentre, lo que genera que la formación pueda tener presiones mayores o menores que la normal, es decir este subpresionada o sobrepreisonada, como se puede observar en la Figura 10, de este gradiente depende la presión de poro que se encuentre en la zona de interés, el cual es el resultado de la multiplicación del gradiente por la profundidad.

Figura 10 Gradiente de Presión.



Fuente: SCHLUMBERGER. Gradiente de Presión [Sitio Web]. seg. Glossary Oilfield [Consultado el 29, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pressure_gradient.aspx.

En el caso de una formación con presiones anormales como lo especifica WWC³³ se puede observar como ejemplo, una alta presencia de arcillas, este tipo de roca tiene granos muy finos que generan una estructura laminar que puede contener gran cantidad de agua, lo que genera un mayor peso de fluido y por ende que haya un gradiente de presión superior al normal, de igual forma ocurre con zonas agotadas,

³³WILD WELL CONTROL. Conceptos basicos de presión [Sitio Web]. [Consultado: 20, Julio, 2017], Disponible en: <http://wildwell.com/literature-on-demand/literature/pressure-basics-and-concepts-esp.pdf>

es decir donde se tiende a perder gran cantidad de fluido, consecuencia de que la formación es liviana, lo que hace que hay un gradiente de presión subnormal.

2.3.1.3 Fluido de fracturamiento

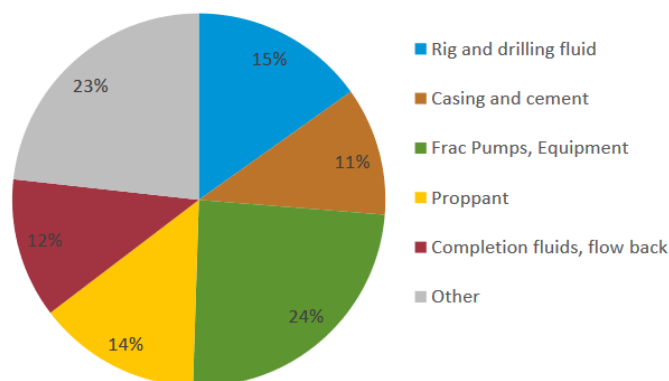
Para el desarrollo de la técnica del fracturamiento hidráulico es necesario utilizar una presión adecuada, pero sobre todo tener un fluido de fracturamiento con las propiedades propicias para que este pueda crear y mantener las fracturas realizadas en el subsuelo, como se evidencia anteriormente, dependiendo del tipo de litología que se presenta, es necesario la implementación de material apuntalante y químicos, correspondiente a menos del 1% del fluido inyectado este último, para que este tenga la viscosidad adecuada, no genere pérdidas por filtrado, evite pegadas y derrumbes, inhiba las arcillas hidrofílicas, controle pH en formación, entre otras.

Se debe tener en cuenta según D'Huteau³⁴ a la hora de realizar el fracturamiento, que este fluido debe ser viscoso a la hora de crear y propagar la fractura de tal manera que arrastre el material apuntalante, pero cuando ya se esté finalizando la técnica, es decir cuando se haya concluido el tratamiento, se debe reducir la viscosidad del fluido, de tal forma que se obtenga una evacuación rápida y eficiente del fluido.

Cabe aclarar que después de terminado el fracturamiento se recupera estos fluidos para su disposición, esta disposición representa aproximadamente el 12% del total de costos de desarrollar un pozo con este esquema, sin embargo como lo muestra el gráfico 1 el fluido de fracturamiento y la perforación puede equivaler al 15% del costo general, por lo que es importante escoger adecuadamente los aditivos a manipular.

³⁴D'HUTEAU, Emmanuel. Open-Channel Fracturing— A Fast Track to Production. En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 23. 2011. [Consultado el 18, Agosto, 2017] Disponible en: https://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2011/or2011aut01_open_channel.aspx

Gráfica 1. Porcentajes por actividades de costos en la realización de un pozo



Fuente: EPA - United States Environmental Protection Agency. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resource in the United States. [Sitio Web] Washington, DC. EE.UU. Diciembre. 2016. [Consultado el 30, Agosto, 2017] Disponible en: <https://www.epa.gov/hfstudy>

Dependiendo de las características que se tengan de la litología de la zona de interés, se selecciona la base del fluido de fracturamiento, el cual puede ser aceite, nitrógeno, aire algunas veces, pero el más usado es el agua, este fluido base equivale aproximadamente al 80 % del total de fluido usado para el completamiento de un pozo, como lo nombra Zhang³⁵.

Uwiera- Gartner³⁶ calcula que el volumen de fluido usado para un solo pozo en yacimientos no convencionales, dependiendo de profundidad, inconvenientes a la hora de perforar, cantidad de fracturas a efectuar, entre otros, equivale a un rango entre 100.000 m³ a 1'000.000m³, del cual del 20% al 60% de este volumen es recuperado y tratado.

Es por esta cantidad de volumen de agua que es necesario para el pozo, que antes de realizar el fracturamiento, se desarrolle un plan de perforación, con el objetivo

³⁵ ZHANG, Dongxiao; YANG, Tingyun. Environmental impacts of hydraulic fracturing in shale gas development in the United States En : Petroleum Exploration and Development [Science Direct] Diciembre. 2015 [Consultado el 28, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/journal/petroleum-exploration-and-development/vol/42/issue/6>

³⁶ UWIERA-GARTNER, Michelle. Groundwater Considerations of Shale Gas Developments Using Hydraulic Fracturing: Examples, Additional Study and Social Responsibility [One Petro]. Alberta, CA. Noviembre. 2013. [Consultado: 21, Julio, 2017], Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-167233-MS>

de recolectar el agua calculada y evitar desperdiciar en lo posibles la cantidad de fluido a utilizar, esto con el fin de evitar daños al medio ambiente.

De igual manera es importante hablar del apuntalante el cual es aquel material encargado de sostener las fracturas manteniendo la interconexión de los espacios creados por el fracturamiento hidráulico, este corresponde al 5 % del fluido de fracturamiento, y ha ido evolucionando en cuanto al material que se ha usado, inicialmente predominaba la cascara de nuez o semejantes, después se empezó a usar arena naturales y esferas manufacturada en materiales como cerámica o bauxita , lo cual se usa actualmente, este tipo de apuntalante se puede observar en la Figura 11, la cual muestra que el diámetro promedio es de 1mm, como lo nombra Schlumberger³⁷ en uno de sus artículos.

Figura 11 Material apuntalante. Diferentes tipos utilizados como: Bauxita de alta resistencia (1), sílice recubierto (2) y ceramica (3)



Fuente: NOLEN-HOEKSEMA, Richard. Elementos del fracturamiento hidráulico. En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 25. 2013. p. 56-57 [Consultado el 19, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_Hydraulic_Fracturing_Dec_2013.pdf?la=en&hash=BC77FD5B047DD0EA6F85CD2B42E56180AD1B5067

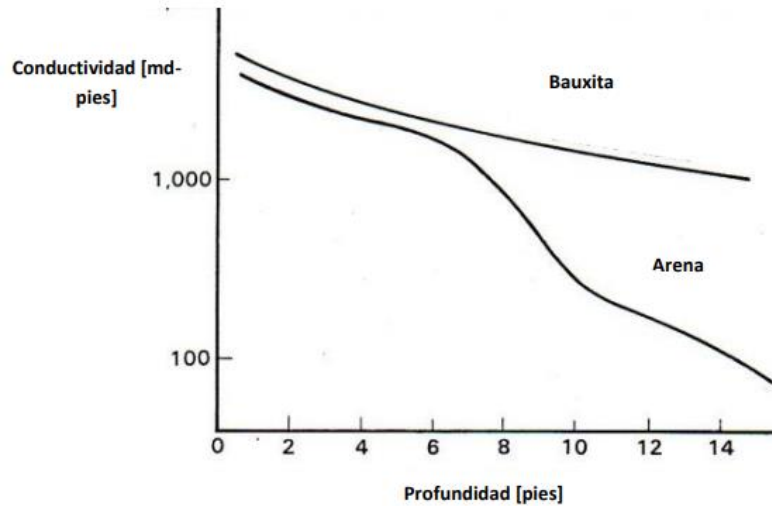
Es importante que este propante llegue al lugar de la fractura deseado, pues si no se arrastra correctamente puede generar taponamientos a la entrada de la formación, al igual que es mejor que sea un material que tenga materiales de dimensiones heterogéneas, para que así pueda crear una permeabilidad más deseable en el yacimiento, según Vasquez³⁸ el tipo de propante que se utilice

³⁷ D'HUTEAU, Emmanuel. Open-Channel Fracturing— A Fast Track to Production. En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 23. 2011. [Consultado el 18, Agosto, 2017] Disponible en: https://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2011/or2011aut01_open_channel.aspx

³⁸VASQUEZ, Juan. Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidraulico. Fracturamiento hidraulico. Mexico , 2009. p.198. Trabajo de investigacion (Ingeniero de Petróleos) Universidad Nacional Autónoma de México.

depende de que cantidad de esfuerzo debe soportar, en el caso de la bauxita, esta tiende a ubicarse cuando se encuentra en formaciones que tienen una profundidad entre 1000' a 8000 pies, esto como consecuencia de que tiene una mayor densidad (3.5 -3.7 PPG) que la sílice, la cual es para situaciones donde se encuentren menores esfuerzos, esto se puede observar en la Figura 12.

Figura 12 Tipo de Apuntalante dependiendo profundidad y conductividad



Fuente: VASQUEZ, Juan. Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico. Fracturamiento hidráulico. Mexico , 2009. p.198. Trabajo de investigación (Ingeniero de Petróleos) Universidad Nacional Autónoma de México.

2.3.1.4 Fractura

Este es el principal paso de la estimulación hidráulica, por lo que es importante tener un mayor control para poder generar la fractura. Es importante conocer las presiones que se pueden encontrar en la zona de interés, para no exceder en la operación a presiones indeseables, de igual forma es importante tener en cuenta los parámetros que involucra la conductividad de la fractura, pues es de esto de lo que depende el potencial hidrocarburífero que se extraería por la implementación de la técnica.

- Conductividad de la fractura

La conductividad de la fractura es de gran importancia para conocer cómo desarrollar adecuadamente la fractura, este parámetro está en función de la permeabilidad, el ancho, la longitud y el empaquetamiento de la formación en que se vaya a desarrollar dicho proceso, sin embargo en yacimientos con bajas

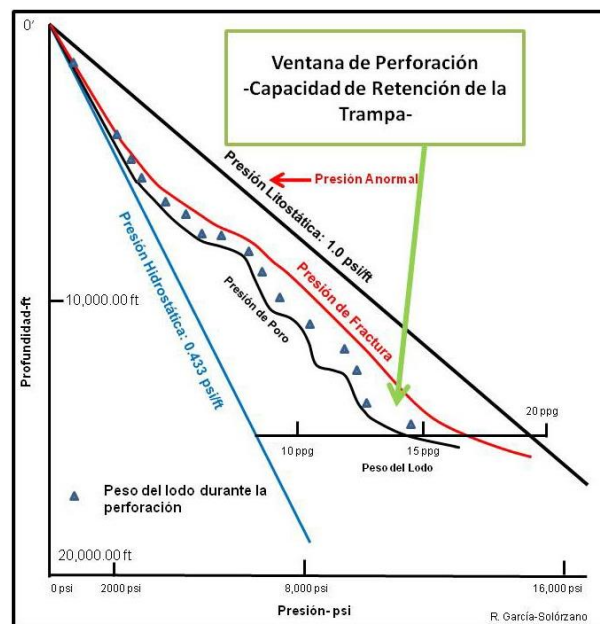
permeabilidades como lo son los no convencionales, el parámetro más influyente es la longitud en lo que respecta a la recuperación y productividad³⁹.

- Ventana de perforación

La ventana de perforación hace referencia al rango de presiones con el que se debe perforar a través de la formación para evitar fracturas al igual que reventones, este rango se encuentra establecido por la presión de fractura y la presión de poro.

De acuerdo a lo anterior, el fluido con el que se esté trabajando debe ser lo suficientemente pesado a medida que se está atravesando la formación para evitar tener problemas en el pozo, como se observa en la Figura 13 se tiene una idea del correcto manejo de presiones en el subsuelo al momento de perforar.

Figura 13 Ventana de perforación



Fuente: TOBON, Walter. Registros de Produccion - Clase Universidad de América. En: Bogota, 2016.

³⁹ LET, Bennett; LE CALVEZ, Joel. La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas. En : Oilfield Review [Sitio Web] 2006 p. 46-61. [Consultado el 20, Agosto, 2017] Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/spr06/p46_61.pdf

La presión de Fractura es definida por WCI⁴⁰ como aquella presión necesaria para que la formación se deforme permanentemente, esta se puede obtener mediante pruebas que se hacen en pozo, como lo es la prueba de Leak off Test (LOT) o la prueba de presión de integridad (PIT).

- Leak off Test : Esta prueba estima el peso máximo que debe tener el lodo como densidad equivalente de circulación (ECD) antes de fracturar la formación, se va haciendo diferentes pruebas con aumentos de presión mínimos en los que por cada una se espera un tiempo determinado para observar si hay algún cambio en la presión, la prueba termina cuando no es posible mantener la presión, resultando imposible aumentarla, otra forma de realizar esta prueba es con el manejo de volúmenes de lodo, en donde se observa hasta qué punto la formación empieza a recibir fluido con el aumento de presión, en esta prueba se puede llegar a fracturar la formación.
- Prueba de presión de integridad (PIT): Esta prueba determina que tan resistente puede ser la formación frente a un determinado peso del lodo, a diferencia del LOT, esta no llega al punto de fracturar la formación, consiste en presurizar el pozo hasta una determinada presión o densidad del lodo, si la formación la aguanta, la prueba se concluye.

2.3.2 Proceso

Basándose en los estudios previos, se realiza el procedimiento de fracturamiento hidráulico en donde se realiza la conexión del fluido a la presión indicada con el yacimiento para poder generar una mayor permeabilidad en la roca permitiendo el movimiento del fluido, esta área se enfoca desde el cañoneo hasta la disposición del fluido después de su uso y puede tener una duración de 2 semanas aproximadamente

- El cañoneo, según Smithson⁴¹ es una operación fundamental para la producción del pozo, hace referencia a los disparos que generan la conexión entre el pozo y el yacimiento, estos se realizan mediante una pistola que baja el pozo, ya sea por la tubería de producción (TPC) o por el revestimiento que se encuentre en el

⁴⁰ WELL CONTROL INTERNATIONAL. Control de Pozos, Manual del Alumno. Argentina. 2012. p. 14

⁴¹ SMITHSON, Tony. Detonacion para inducir el flujo de fluidos. En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 24. Enero 2012. p. 63-65 [Consultado el 20, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_Perforating_Sep_2012.pdf?la=en&hash=5515137AEEFBCACD5ED5256733E471987AAD5C7A

momento, como lo nombra Rodriguez⁴² de esta operación depende la cantidad de hidrocarburos que se puedan extraer, teniendo en cuenta factores como que el yacimiento no se vaya a depletar muy rápido, no haya un daño en el revestimiento y cemento al generar el disparo, no haya taponamiento de la formación, el cual no se remueve fácilmente y puede generar obstrucción en la salida del fluido; Se han desarrollado diferentes técnicas de cañoneo; entre las que está el disparo con cargas hueca o a chorros con altas presiones, entre otras.

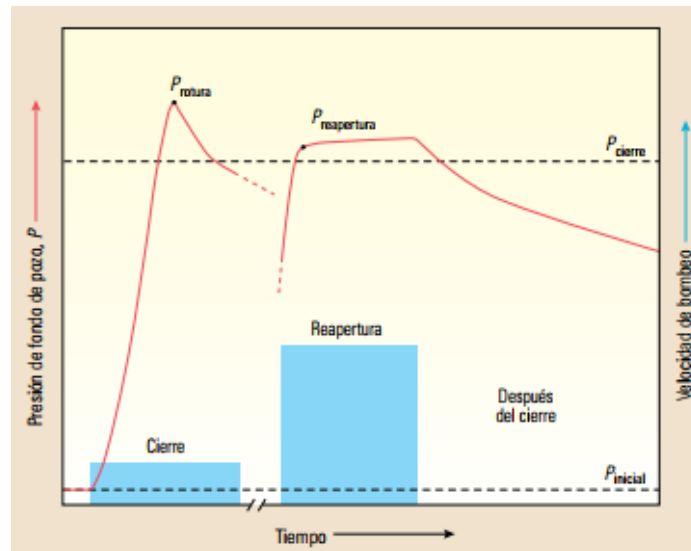
Para la producción del yacimiento es importante que se haya un aislamiento de la zona de interés a la hora de cañonear, esto se hace con ayuda de tapones de cemento, los cuales tienen la función de evitar que el fluido que se inyecte retorne a superficie, y así se pueda tener un control en las presiones que se ejerzan.

2.3.2.1 Manejo de Presiones

Cuando se efectúa el fracturamiento hidráulico, inicialmente los ingenieros encargados bombean fluido de forma constante, como se observa en los recuadros azules de la Figura 14, se empieza a presurizar la formación, de tal forma que esperan hasta el momento en que los manómetros en superficie marquen una caída de presión, esto significa que la formación ha empezado a fracturarse, es decir a superado el esfuerzo horizontal mínimo, seguido de esto se deja de bombear fluido esperando a que la presión disminuya a tal punto que se equilibre, llegando a valores inferiores a la presión de cierre y significa que la fractura se ha cerrado nuevamente, es decir hasta encontrar la presión de cierre de fractura, lo anterior se puede observar en la primera curva de presiones de la siguiente imagen, cabe aclarar que el fluido usado en esta primera parte es un fluido sin material apuntalante.

⁴²RODRIGUEZ, Johan Diaz; SÁNCHEZ, Christian. Analisis Tecnico- Economico del uso de las diferentes tecnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproduccion. Guayaquil. Ecuador. 2007. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos) Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Figura 14 Presiones de fracturamiento.



Fuente: NOLEN-HOEKSEMA, Richard. Elementos del fracturamiento hidráulico. En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 25. 2013. p. 56-57 [Consultado el 19, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_Hydraulic_Fracturing_Dec_2013.pdf?la=en&hash=B C77FD5B047DD0EA6F85CD2B42E56180AD1B5067

La siguiente parte es mostrada en la segunda curva de presiones, en esta ya se implementa el uso de apuntalante en el fluido con el fin de que sostenga la fractura, se bombea un caudal constante de fluido superior al anterior, y se llega nuevamente a la presión de fractura, la que ahora se llama presión de reapertura, apenas se llegue a esta, la presión aumenta mientras se instala el propante.

Se deja de bombear fluido y se espera a que la presión nuevamente caiga, esto como consecuencia de que el fluido se empieza a devolver o se empieza a filtrar en la formación hasta volver a tener la tendencia de la presión inicial, que corresponde a la presión de poro.

2.3.2.2 Inyección del fluido de fracturamiento

Como se puede observar en la Figura 15, para suministrar el fluido de fracturamiento se necesita transportar el agua hasta la locación del pozo, en donde es mezclado con los químicos y propantes respectivos, los cuales deben ser compatibles con la formación, estos son inyectados a las presiones nombradas anteriormente.

El fluido es bombeado a través del pozo, hasta llegar a situarse en las fracturas generadas, es importante que cuando se alcance la longitud, ancho y altura de la

fractura, el propante llegue hasta la punta de la misma, haciendo que esta permanezca abierta. El volumen de fluido calculado debe tener en cuenta un volumen de pérdida, el cual hace referencia al volumen admitido en la formación, perdido a través las paredes de la fractura, el cual es significativamente alto, de igual forma es necesario tener en cuenta el volumen adicional que se genera en el fracturamiento, correspondiente al de los fluidos que se encuentran en la zona de interés.

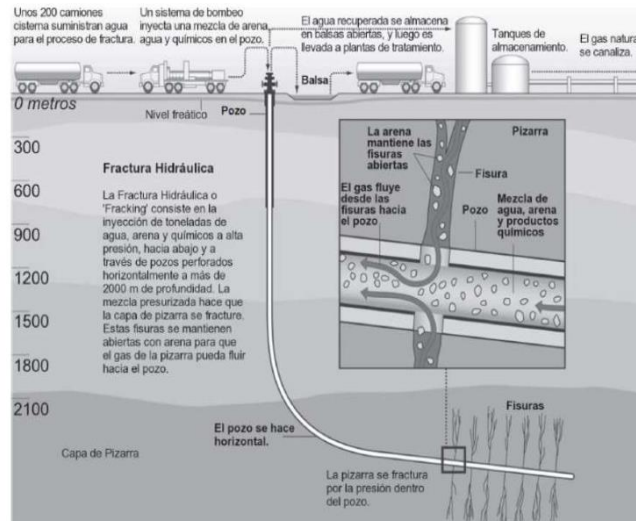
Debido a la alta pérdida de fluido en la formación, no es posible iniciar el proceso de fracturamiento con apuntalante, pues este podría llegar a la punta de la fractura y tomar una consistencia de sólido seco, causando problemas como arenamiento y puenteo, es por esto que es necesario que antes de bombear el fluido con propante, se bombee un colchón de fluido limpio permitiendo el movimiento del fluido dentro de la formación.

Sin embargo como lo nombra Nolen-Hoeksema⁴³ es necesario que se tenga una relación en la que apenas se llegue a tener las características (largo, ancho, alto) ideales de la fractura, llegue la primera partícula de propante a la punta de dicha fractura, para esto es necesario tener en cuenta parámetros como el caudal de bombeo y la geometría y propagación de fracturas por parte del fluido y esfuerzos adyacentes; Además según la ACP⁴⁴ Las fracturas realizadas se extienden en un radio de 100 a 200 metros del centro del pozo que se perfora, sin embargo es necesario tener un control respectivo.

⁴³ NOLEN-HOEKSEMA, Richard. Elementos del fracturamiento hidráulico. En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 25. 2013. p. 56-57 [Consultado el 19, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_Hydraulic_Fracturing_Dec_2013.pdf?la=en&hash=BC77FD5B047DD0EA6F85CD2B42E56180AD1B5067

⁴⁴ ACP-Asociación Colombiana del Petróleo. Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia. Bogotá D.C. CO. Mayo. 2014. [Consultado el 21, Agosto, 2017] Disponible en: <https://acp.com.co/web2017/images/pdf/petroleoygas/yacimientosnoconvencionales/Cartilla%20YN Cv3.pdf>

Figura 15 Fractura Hidraulica



Fuente: VASQUEZ, Juan. Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidráulico. Fracturamiento hidráulico. Mexico , 2009. p.198. Trabajo de investigación (Ingeniero de Petróleos) Universidad Nacional Autónoma de México.

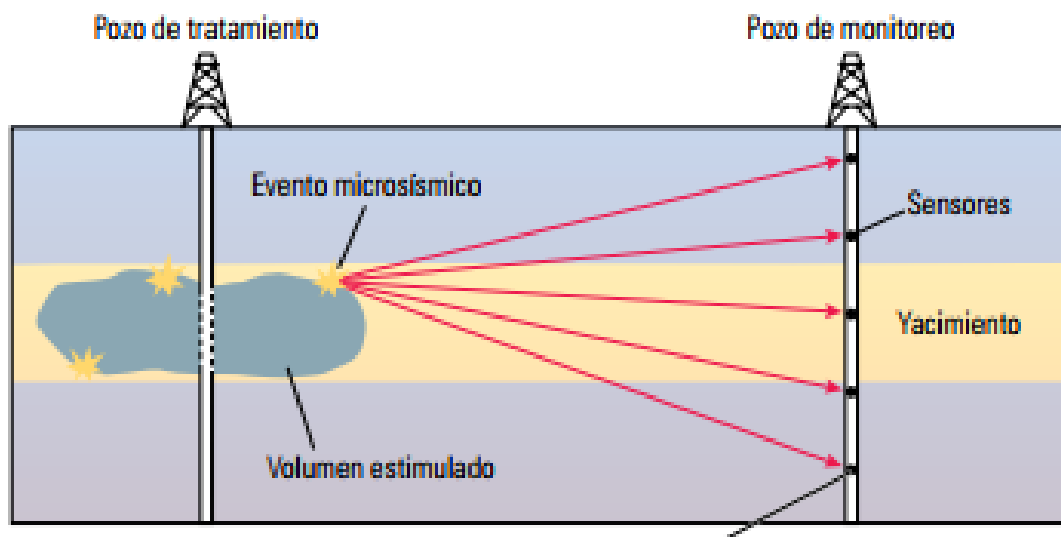
2.3.2.3 Monitoreo de Fractura

Según Calvez⁴⁵, para obtener un control en cuanto a la realización de la fractura, esta al producirse genera ciertos microsismos los cuales son registrados; Los datos tomados son resultado de pequeños pulsos de energía provenientes de ondas sísmicas que se generan como respuesta de cambios en los esfuerzos en el subsuelo y la alteración del volumen de roca provocado por el fracturamiento hidráulico.

El monitoreo que se lleva a cabo se realiza mediante un instrumento que registra las ondas desde un pozo adyacente como se puede observar en la Figura 16 estos se pueden registrar en tiempo real, ayudando a identificar el comportamiento que tiene la fractura, en caso de que dicha fractura se llegue a salir de sus límites, se pueda actuar inmediatamente, deteniendo el bombeo del fluido, utilizando técnicas de divergencia o dejando de lado el fracturamiento.

⁴⁵ LE CALVEZ, Joel; MALPANI, Raj. Fracturamiento hidráulico: Valoraciones a partir del monitoreo microsismico. En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 8. Mayo 2016. [Consultado el 20, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish16/may16/02-microseismic.pdf

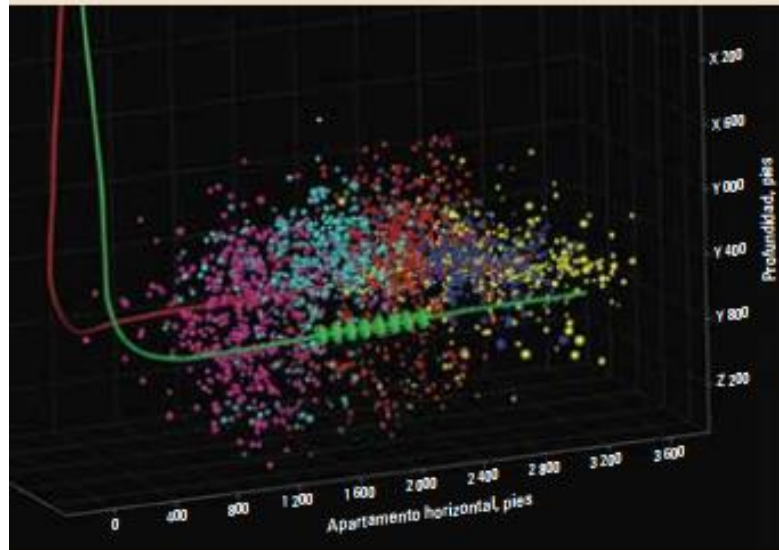
Figura 16 Monitoreo de fractura



Fuente: LE CALVEZ, Joel; MALPANI, Raj. Fracturamiento hidráulico: Valoraciones a partir del monitoreo microsísmico. En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 8. Mayo 2016. [Consultado el 20, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish16/may16/02-microseismic.pdf

Cabe aclarar que la técnica de estimulación hidráulica, se realiza por fases, es decir se genera fracturas en una zona inicialmente, después en otra y después en otra, por lo que como se ve en la Figura 17 el monitoreo micro sísmico registra 5 fases de fracturamiento, correspondientes a los colores amarillo, azul, rojo, azul claro y morado en su orden respectivo, de lo cual se puede obtener una idea clara de cómo es la ejecución del tratamiento en tiempo real, para que los ingenieros puedan ajustar el tratamiento de tal forma que obtengan una mayor eficiencia, conociendo los datos de azimut , altura y longitud de la fractura generados por el mapeo de los microsismos.

Figura 17 Micro sismicidad de la fractura.



Fuente: NOLEN-HOEKSEMA, Richard. Elementos del fracturamiento hidráulico. En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 25. 2013. p. 56-57 [Consultado el 19, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_Hydraulic_Fracturing_Dec_2013.pdf?la=en&has h=BC77FD5B047DD0EA6F85CD2B42E56180AD1B5067

Después de las fracturas generadas en la roca, el fluido implementado para este proceso puede ser admitido por la formación, lo cual es muy común, o puede retornar por el pozo a superficie para su adecuado tratamiento de disposición.

3. CAUSAS DE CONEXIÓN ENTRE FLUIDO Y ACUÍFEROS SUBTERRÁNEOS.

Uno de los posibles sub efectos del proceso del fracturamiento hidráulico que tiene mayor índice de afectación ambiental es aquel relacionado a la posible conexión con los acuíferos subterráneos, entre las principales causas para que suceda esto, está la presencia de falla en la cementación y en el revestimiento, al igual que un manejo inadecuado en el monitoreo y realización de la fractura teniendo en cuenta profundidades de la zona de interés hidrocarburifera y el acuíferos subterráneo, esta afectación se puede dar ya sea porque el fluido de fracturamiento se mezcle con el acuífero o porque sea algún fluido proveniente de la zona hidrocarburifera.

3.1 FALLA EN LA CEMENTACIÓN.

La causa más representativa entre la conexión del fluido con el acuífero, es la mala calidad de la cementación, de acuerdo a Bellarbarba, factores como el tiempo, la pruebas de integridad del cemento, el cañoneo, el incremento de temperatura, la densidad de la lechada de cementación, y hasta la misma estimulación hidráulica⁴⁶, generan esfuerzos sobre el cemento haciendo que en este se presente micro espacios anulares, los cuales por ser tan pequeños son muy difíciles de reparar pero siendo lo suficiente pequeños son lo suficientemente grandes para permitir el paso de fluidos generando una conexión, por lo que es importante asegurarse de tener un buen aislamiento zonal.

Como se puede observar en la figura 18, los principales problemas para que inicialmente se generen fallas en la cementaciones por ejemplo en el caso A, cuando la tubería no está centrada, cuando se cementa, es necesario colocar centralizadores los cuales deben garantizar la excentricidad de la tubería, algunas veces estos instrumentos no están en condiciones apropiadas generando que la tubería se oriente hacia un lado del pozo, lo cual permite que haya un espacio mayor por un lado, donde el cemento fluye fácilmente y otro en el que al fluido se le complica pasar, lo que puede generar espacios para que el fluido pase.

⁴⁶ BELLABARBA, Mario; BULTE-LOYER, Helene. Aseguramiento del aislamiento zonal mas alla de la vida productiva del pozo . En : Oilfield Review [Sitio Web] 2008 p. 22-23. [Consultado el 19, Agosto, 2017] Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/sum08/aseguramiento_del_aislamiento_zonal.pdf

Figura 18 Falla en cementación



Fuente: BELLABARBA, Mario; BULTE-LOYER, Helene. Aseguramiento del aislamiento zonal mas alla de la vida productiva del pozo . En : Oilfield Review [Sitio Web] 2008 p. 22-23. [Consultado el 19, Agosto, 2017] Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/sum08/aseguramiento_del_aislamiento_zonal.pdf

En el caso B se puede observar cuando hay migración del hidrocarburo al cemento, esto se puede dar como consecuencia de que la densidad de la lechada es muy baja y por ende genere puntos débiles en donde al momento de ser sometidos a esfuerzos normales de la formación tenderán a fracturarse.

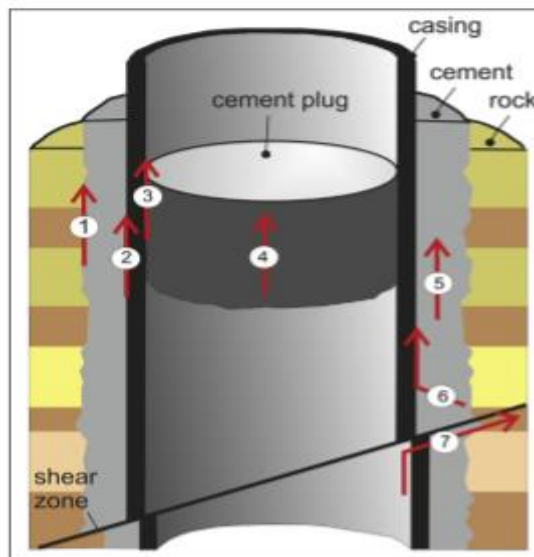
Y en el caso C, en donde el fluido de perforación queda en las paredes del pozo debido a la inestabilidad de la formación y deficiente limpieza del hueco, haciendo que este se pueda mezclar con la lechada a la hora de cementar y así, dependiendo de la cantidad de fluido de perforación que haya puede llegar a generar canalizaciones de fluido.

Sin embargo como lo menciona Bellarbarba⁴⁷ se ha trabajado en diferentes tipos de cementos y tecnología que ayude a repara estos pequeños espacios que quedan del cemento , intentando mitigar lo maximo posible la conexión de fluido de interes, con fluidos adyacentes en el subsuelo. Como es el caso de un cemento autorreparador de larga duracion, el cual con presencia de hidrocarburos se hincha, cerrando microespacios que hayan quedado en el cemento y asi evitando el paso del fluido.

Como se puede observar en la figura 19, los principales lugares por donde se pueden generar fallas en la cementacion son:

1. Entre el cemento y la formacion
2. Entre el cemento y la tuberia
3. Entre el tapon de cemento y la tuberia de produccion.
4. A traves del tapon de cemento que separa la zona de produccion del resto del pozo al presentar baja compactacion, tener porosidad y permeabilidad.
5. Entre la capa de cemento (microespacios).
6. A traves del cemento y despues entre el cemento y tuberia.
7. A lo largo de un esfuerzo de cizallamiento del pozo.

Figura 19 Rutas en el cemento por donde puede encontrarse fuga



Fuente: DAVIES, Richard J; ALMOND, Sam. Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation En : Marine and Petroleum Geology [Science Direct] Septiembre. 2014 [Consultado el 28, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0264817214000609>

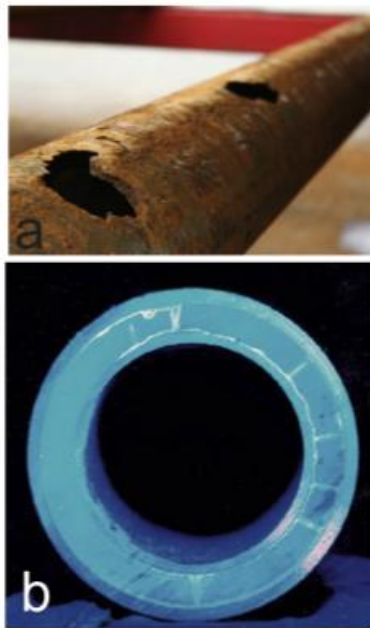
⁴⁷ Ibid.

3.2 FALLAS EN EL REVESTIMIENTO

Cuando falla la tubería de revestimiento se pueden generar fugas en las que el fluido que se mueve dentro del pozo, se conecte con los fluidos que estén contenidos en las formaciones adyacentes, las principales formas para que haya daño en el revestimiento como se observan en la imagen 20, son:

- Excesivas presiones en el pozo que sobrepasen el límite de fluencia del material de la tubería, lo cual causaría grietas.
- Presencia de corrosión por los fluidos contenidos en el pozo y adyacentes de la formación.

Figura 20 Fallas en el revestimiento



Fuente: DAVIES, Richard J; ALMOND, Sam. Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation En : Marine and Petroleum Geology [Science Direct] Septiembre. 2014 [Consultado el 28, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0264817214000609>

Los principales motivos por los que se puede presentar corrosión en la tubería como lo nombra Abdallah⁴⁸, se basan en la presencia de sustancias como el H₂S, cloruro u oxígeno, los cuales pueden generar reducción de espesor en aproximadamente 25cm por año, otra fuente es la presencia de bacterias provenientes de los fluidos de producción y la presencia de CO₂ en rangos de presión entre 20 y 200kPa las cuales pueden generar fisuras o corrosión por picadura.

Sin embargo debido a estos problemas que se pueden presentar en el pozo, es necesario que en el programa del diseño de pozo tengan en cuenta tratamientos que mitiguen e inhiban la corrosión, este fenómeno se genera por la presencia de oxígeno, por lo que los aditivos ideales a utilizar son aquellos que bajen pH o secuestrarte de oxígeno y H₂S.

De acuerdo a lo anterior es importante contar con una herramienta que pueda identificar en qué lugar de la tubería se puede encontrar la corrosión, por lo que se emplean técnicas como los registros UCI (herramienta ultrasónica de imágenes de corrosión), el cual genera una resonancia de la tubería por medios ultrasónicos.

Así como es importante tener cuidado a la hora de mirar la integridad que tiene el pozo tanto en sus tuberías como en el cemento es importante definir a la hora de tener un control del posible contacto del fluido con acuíferos, el adecuado monitoreo de fractura y la ubicación en la que está separado la zona de interés, de alguna fuente de agua de consumo humano.

3.3 CONTROL INADECUADO EN EL MONITOREO DE FRACTURA

Seleccionar el lugar adecuado de fracturamiento, manejar la fractura evitando que se alargue más de lo deseado, son factores esenciales a la hora de hacer la estimulación hidráulica, es por esto que es necesario un principal cuidado en el estudio de la realización de la fractura, monitoreándola de forma adecuada.

El control adecuado es tanto para la prevención de contaminación de acuíferos como para la obtención de un buen resultado en la producción del hidrocarburo, según World Petroleum Council Guide⁴⁹ es importante que la fractura se realice de la forma más orientada y recta posible, dado que esto genera una reducción en la

⁴⁸ ABDALLAH, Dalia; FAHIM, Mohamed. Casing Corrosion Measurement to Extend Asset Life. En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 25. 2013. [Consultado el 19, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2013/or2013aut02_casing_corr.aspx

⁴⁹ WORLD PETROLEUM COUNCIL GUIDE. Unconventional Gas [Sitio Web]. Londres. Inglaterra. Octubre. 2013. [Consultado el 27, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.world-petroleum.org/docs/docs/gasbook/unconventionalgaswpc2012.pdf>

resistencia del flujo y proporciona una vía más fácil para el paso del fluido de interés, además es importante tener en cuenta que es preferible una fractura de agujero con diámetro grande que con una mayor profundidad .

Cabe aclarar que un factor muy importante son las propiedades geológicas de la roca que se vaya a fracturar, y los esfuerzos que haya in situ; existen dos métodos de estudio para analizar la fractura, sin embargo ambas tienen sus limitantes. Existe la experimentación en núcleos extraídos de la zona de interés, la cual muchas veces es imprecisa, pues es muy complicado simular las condiciones reales que pueden existir en el subsuelo, por lo que a veces se generan datos erróneos y esta la aplicación de simulaciones numéricas en software la cual puede salir muy costosa y es necesario asumir varios parámetros para poder simularla y obtener una respuesta.

Los factores a tener en cuenta de acuerdo a Zhou⁵⁰ a la hora de fracturar son los esfuerzos en subsuelo, la longitud de la fractura, el ángulo y dirección inicial en el que se empieza la estimulación (ángulo entre la fractura y el esfuerzo máximo) y el ángulo de desviación, de lo cual depende de la composición y propiedades mecánicas del tipo de roca que se fracture, es por esto que es necesario establecer parámetros propicios para evitar errores en la producción de la fractura, un error en la variación de la presión que se inyecte y el esfuerzo máximo, puede generar que la fractura se extienda un poco más.

Además de esto como se especificó en el capítulo anterior, el monitoreo por parte de las vibraciones mínimas generada en el micro fracturamiento registradas por herramientas, es indispensable para conocer cómo se está comportando actualmente la fractura y si es necesario generar un cambio en algún parámetro para poder seguir fracturando.

Lo anterior con el fin de evitar la conexión de acuíferos con la zona de interés por una extensión inadecuado de la fractura como respuesta a una mala planeación y seguimiento.

3.4 UBICACIÓN DE ACUÍFEROS Y ZONA DE INTERÉS

Una de las consideraciones que se deben tener en cuenta a la hora de hacer el planeamiento del fracturamiento hidráulico es la diferencia de profundidades a la que se encuentre la zona de interés hidrocarburífera y a los acuíferos subterráneos

⁵⁰ZHOU, Desheng; ZHENG, Peng. Hydraulic fracture propagation direction during volume fracturing in unconventional reservoirs. En : Journal of Petroleum Science and Engineering [Science Direct] Vol 141. Mayo. 2016. [Consultado el 29, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410516300249?via%3Dihub>

de donde se extrae agua para consumo humano, dado a que la geología del subsuelo es muy cambiante, los acuíferos subterráneos se pueden encontrar a profundidades muy someras o un poco más profundas.

Como lo dice YPF⁵¹ en su documento, existen casos como el de Estados Unidos, específicamente en Pennsylvania donde el yacimiento no convencional está ubicado a pocos metros de profundidad al igual que el acuífero subterráneo, lo cual genera que se tenga un mayor cuidado en la operación de fracturamiento y monitoreo de fractura dado a que existe una mayor probabilidad de que ocurran incidencias como la comunicación entre zonas; Sin embargo, como se observa en la figura 21 en lugares como Neuquén en Argentina, los shale pertenecientes a yacimientos petrolíferos son encontrados a una mayor profundidad en donde es necesario llegar a perforar 2 kilómetros de subsuelo o más, lo cual genera un mayor aislamiento entre acuíferos y zona de interés, agregando que existen diferentes tipos de formaciones de roca que crean una barrera más resistente.

Figura 21 Profundidad de acuíferos y zona hidrocarburífera



Fuente: YPF; El desafío energético de la Argentina. [Sitio Web]. Petroleo y Gas no convencional. Argentina. [Consultado: 20, Julio, 2017], Disponible en: http://www.ypf.com/Publicaciones/pdf/YPF_folleto_Shale_A5.pdf

⁵¹ YPF; El desafío energético de la Argentina. [Sitio Web]. Petroleo y Gas no convencional. Argentina. [Consultado: 20, Julio, 2017], Disponible en: http://www.ypf.com/Publicaciones/pdf/YPF_folleto_Shale_A5.pdf

De igual forma como lo nombra la ACP, en Colombia las zonas prospectivas de yacimientos no convencionales se encuentran a profundidades entre los 1500 a 2400 metros y los acuíferos pueden llegar a encontrarse entre los 300 a 500 metros de profundidad.⁵²

⁵² ACP-Asociación Colombiana del Petróleo. Preguntas y respuestas sobre yacimientos no convencionales [Informe]. Bogotá D.C. CO. 2015. [Consultado el 21, Agosto, 2017] Disponible en: <https://acp.com.co/web2017/es/yacimientos-no-convencionales-ync.html>

4. CONSECUENCIAS DE LA AFECTACIÓN DE LOS ACUÍFEROS SOBRE LAS COMUNIDADES Y DE MÁS FACTORES AMBIENTALES

A medida que pasa el tiempo, existe una mayor demanda de agua de buena calidad, para consumo humano y calidad de vida de los seres vivos, la cual se ha venido afectando por efectos climáticos o por el uso inadecuado del recurso, lo que se ha traducido en sequías en gran cantidad de lugares en el mundo, haciendo que la fuente hídrica de consumo, no sea fresca si no que sea el resultado de gran cantidad de agua tratada, es por esto que es importante tener en cuenta como el proceso de fracturamiento hidráulico podría afectar la calidad del agua que a nivel general afectaría la calidad de los seres vivos.

En Estados Unidos, se ha encontrado que para el 2010 el recurso hídrico suministrado a poblaciones proviene en un 58% de recurso de agua en superficie y el 42% de agua subterráneas y según un reporte de la Agencia de Protección Ambiental de EE.UU, se evidencia que la mayoría de pozos perforados entre el 2011 y 2014, los cuales están produciendo, están ubicados cerca de zonas de producción de agua para consumo humano⁵³

Al generarse una conexión del fluido de fracturamiento con fuentes de agua, esta puede traer consigo consecuencias muy graves para el ecosistema en que se mueven estas aguas, la contaminación del agua trae consigo problemas en fauna, flora, seres humanos, alterando todo el entorno ambiental que los rodea. Basándose en que las principales fuentes de agua por las que se podría ver afectado la contaminación del agua al efectuarse la técnica del fracturamiento, están los ríos, humedales, manantiales, entre otros; los cuales son fuente de vida de donde los seres vivos se alimentan.

Como se observa en el capítulo anterior, existe la posibilidad de la conexión entre el fluido de fracturamiento o los hidrocarburos depositados o minerales tóxicos encontrados en subsuelo con los acuíferos subterráneos, y a la vez de acuerdo al ciclo del agua existe la conexión entre los acuíferos subterráneos y fuente de agua superficiales de donde se extrae el recurso para consumo, como son los ríos, manantiales, humedales, entre otros.

Se han realizado varios estudios en este tema, sin embargo se hablan de 2 en los que se desea identificar sus posibles resultados, uno de ellos es en la cuenca Raton en Colorado, y el otro es en el Sur este de Pensilvania.

⁵³ EPA - United States Environmental Protection Agency. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resource in the United States. [Sitio Web] Washington, DC. EE.UU. Diciembre. 2016. [Consultado el 30, Agosto, 2017] Disponible en: <https://www.epa.gov/hfstudy>

El estudio de caso de la cuenca Raton realizado por la EPA⁵⁴, se enfocó en examinar los impactos potenciales provenientes del fracturamiento hidráulico en las fuentes de consumo de agua potable, consistió en la toma de muestras en cuatro cuerpos de agua diferentes, los cuales son pozos domésticos, pozos de producción, pozos de monitoreo y cuerpos de agua superficial, estas muestras fueron tomadas desde Octubre de 2011 hasta Mayo de 2013, dividiéndose en cuatro rondas y los lugares muestreados fueron seleccionados de acuerdo a parámetros como la proximidad de la población, reportes en cuanto a posibles problemas de salud, fuentes de suministro de agua, entre otros.

Las muestras de agua fueron comparadas con otras muestras que se tomaron antes del desarrollo del fracturamiento hidráulico y se obtuvo al comparar, que siguen las mismas tendencias en cuanto a composiciones químicas, las tendencias mostradas dieron lugar a que no hubo deterioro en la calidad del agua, y que analizando el agua subterránea del acuífero más profundo en esta cuenca, se observó que el agua se obtiene de precipitaciones locales, sin mostrar ninguna especie de contacto con el fluido de fracturamiento, sin embargo se observó la presencia de metano en los acuíferos pero debido a su composición se identificó que es de origen propio de la roca y no como contacto del fluido de interés del fracturamiento, como se observa en el documento de estudio:

“The sampling locations examined in this study showed consistent major ion patterns over the one-and-a-half-year period of the project. Time-independent trends in major ions suggest that significant water migration from gas-producing zones to shallower aquifers used for drinking water has not occurred.”^{55(*)}

El segundo estudio de caso realizado por la EPA⁵⁶, se basó en el sur oeste de Pensilvania y se realizó con el mismo objetivo que el anterior, identificar la probabilidad de impacto ambiental en presencia del fracturamiento hidráulico, con la diferencia que en este se hicieron tres tomas entre Julio de 2011 y Mayo de 2013

⁵⁴ EPA - United States Environmental Protection Agency. Retrospective Case Study in the Raton Basin, Colorado. En: study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources. [Sitio Web] Washington, DC. EE.UU. Mayo. 2015. [Consultado el 15 Octubre 2017] Disponible en: https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-06/documents/raton_basin_report_508_km.pdf

⁵⁵ Ibid p.5

⁵⁶ EPA - United States Environmental Protection Agency. Retrospective Case Study in Southwestern Pennsylvania. En: Study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources [Sitio Web] Washington, DC. EE.UU. Mayo. 2015. [Consultado el 15 Octubre, Agosto, 2017] Disponible en: https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-06/documents/swpa_508_km.pdf

(*) Traducción del autor: Los lugares de muestreo examinados en este estudio mostraron patrones de iones principales consistentes durante el período de un año y medio del proyecto. Las tendencias independientes del tiempo en los principales iones sugieren que no se ha producido una importante migración de agua desde las zonas productoras de gas hacia los acuíferos menos profundos utilizados para el agua potable.

y las áreas en donde se enfocaron fueron aquellas en donde se extrae el gas de la cuenca Marcellus Shale y los lugares en donde se extralleron las muestras fueron pozos domésticos, manantiales y aguas superficiales de Washington donde la población mostraba preocupación sobre la calidad del recurso hídrico.

Las muestras se analizaron teniendo en cuenta los parámetros geoquímicos, como temperatura, pH, DQO, DBO, entre otros, al igual que identificando cationes y aniones presentes, se buscó hacer una comparación entre datos obtenidos y datos anteriores los cuales fueron recopilados de fuentes bibliográficas.

Los resultados de este estudio determinaron que no hubo detecciones significativas de compuestos orgánicos en ninguna de las tres rondas de muestra pero se observó que el 24% de estas obtuvieron datos de gas metano disuelto, en concentraciones de 0.002 a 15.5mg/L, sin embargo el artículo dice:

Dissolved methane was detected in 24% of the ground water and spring water samples collected in this study at concentrations that ranged from about 0.002 to 15.5 mg/L. Carbon and hydrogen isotope signatures of methane in domestic well waters were distinct from the reported thermogenic composition of Marcellus Shale gas. Methane occurs naturally in ground water in southwestern Pennsylvania and is present within subsurface glacial deposits, Permian and Pennsylvania-age coal seams/sedimentary deposits, as well as underlying Devonian-age strata, including the Marcellus Shale.^{57(*)}

4.1 CONEXIÓN ENTRE FUENTES DE AGUA SUBTERRÁNEAS CON FUENTES DE AGUA EN SUPERFICIE.

Debido al ciclo de vida del agua, este recurso tiende a pasar de ser subterráneo a superficial mediante el flujo del fluido por la porosidad y permeabilidad de las rocas que generan una conexión entre ambos tipos de fuente hídrica. Para tener en cuenta el estudio de flujo para la conexión de acuíferos es importante conocer la formación roca-suelo, todo el estudio geológico, con el fin de identificar que tan probable o no es capaz de conectarse.

Existen diferentes tipos de formaciones en las que se almacena el agua, están los suelos confinados y no confinados, que dependen de la compactación entre los granos, de igual forma se puede hablar de las formaciones acuícludas, las cuales

⁵⁷ Ibid

(*)Traducción del autor: El metano disuelto se detectó en el 24% de las muestras de agua subterránea y agua de manantial recogidas en este estudio a concentraciones que oscilaron entre aproximadamente 0,002 y 15,5 mg / l. Las firmas de isótopos de carbono y de hidrógeno del metano en las aguas de los pozos domésticos eran distintas de la composición termogénica informada del gas Marcellus Shale. El metano se encuentra naturalmente en aguas subterráneas en el sudoeste de Pensilvania y está presente en depósitos glaciares subsuperficiales, vetas de carbón de la edad de Pensilvania y Pensilvania / depósitos sedimentarios, así como en estratos subyacentes de la edad devoniana, incluida la lutita Marcellus.

hacen referencia a aquellas formaciones en donde la cantidad de agua que se desplaza es muy mínima, por otro lado están los acuitardas los cuales son formaciones suficientemente permeables como para transmitir cantidades de agua significativas bajo la acción de gradientes de carga hidráulica, pero no en tal proporción como para ser extraída mediante la implementación de pozos de producción⁵⁸.

De las formaciones nombradas anteriormente se puede inducir si es posible la conexión o no entre acuíferos, una de las principales conexiones que se dan es entre los acuíferos subterráneos que se conectan con un manantial o con un río.

Los manantiales son fuentes hídricas en donde se descarga de forma natural el agua encontrada en el subsuelo, por lo que si llega a encontrarse agua subterránea contaminada, esta será de las principales formas como se distribuya el recurso para llegar a expandirse en el entorno que lo rodee, pues se pasara a ríos o lagos adyacentes que se encuentren cercanos.

Los ríos es una de las fuentes hídricas más contaminadas, ya sea por residuos industriales, por contaminación de la población y en este caso, por conexión entre los fluidos subterráneos los cuales aunque es muy poco probable que pueden ser contaminados, por cuestión de presiones y propiedades geológicas pueden llegar a filtrarse en ríos y tener la consecuencia de afectar la fuente.

Sin embargo uno de los principales métodos para la extracción de agua potable para los seres humanos, es mediante la perforación de pozos de agua, dado a que cerca de un 30% del agua potable del mundo está ubicada en el subsuelo, esta es recogida de lluvias, ríos, lagos que posteriormente se filtra entre las rocas, en donde se purifica y genera características para que pueda ser una de las fuentes más confiables de extracción.

Es por lo anterior que se debe tener especial cuidado con las aguas subterráneas, dado que es una de las principales fuentes de donde se extrae el recurso para el consumo humano.

4.2 AFECTACIÓN DE COMUNIDADES

El principal motivo por el que se pueden ver afectadas las comunidades con respecto al recurso hídrico afectado por la técnica de la fracturamiento hidráulico, consiste en los contaminantes que dicha agua puede traer, resultado de la mezcla con aditivos químicos que pueden ser tóxicos como es el caso de los ácidos usados

⁵⁸ DIEZ´S, Javier. Aguas Subsuperficiales y Subterráneas [Sitio Web]. 2004. [Consultado el 20, Agosto, 2017] Disponible en: <http://users.exa.unicen.edu.ar/~jdiez/files/cstierra/apuntes/>

para generar la fractura o como puede ser el mismo metano que se extrae del subsuelo, lo que podría causar enfermedades en la población.

Se han presentado casos como en Estados Unidos donde la Agencia de Protección del Medio Ambiente de Wyoming, realizó un estudio en donde se tomaron muestras de agua potable a petición de los habitantes de Pavillon, y se encontró la probabilidad de contaminación de aguas por compuestos químicos como lo son los bencenos, formaldehídos, metales y otros químicos que son empleados en la en el fluido de fracturamiento⁵⁹, lo que muestra que al ser evidenciados este tipo de contaminación en el agua que los habitantes toman puede causar problemas en su salud, por lo cual se debe tener especial cuidado de la tubería por donde pase y su disposición.

4.3 AFECTACIÓN DE SUELO

Dado a que el fluido contaminado se puede filtrar como se observa en la figura 22, este puede traer grandes consecuencias, pues puede generar que el suelo pierda su calidad de nutrientes, generando inestabilidad y de igual forma haciendo que se vuelva poco fértil afectando el ecosistema que se alimenta de él.

De acuerdo a lo mencionado en capítulos anteriores, los productos químicos son diluidos al 2% en agua, de acuerdo a estudios realizados, el nivel de toxicidad de éstos se reduciría notablemente. Sin embargo, los químicos llegan a plataforma en su estado puro, por lo cual un derrame de producto sin diluir generaría un gran impacto y a pesar que puede considerarse como bajo el riesgo de dicho accidente, el número de operaciones realizadas en plataforma lo categorizan como un riesgo de gran importancia.⁶⁰

4.4 AFECTACIÓN FLORA Y FAUNA

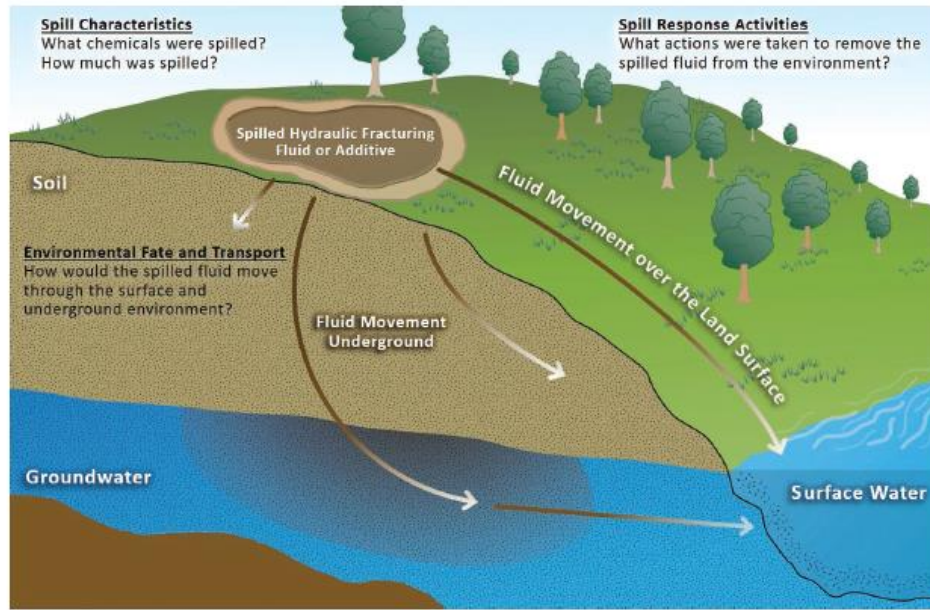
De acuerdo a los factores anteriormente nombrados, si se genera una contaminación en las fuentes de agua y en el subsuelo, esta podría generar pérdida de biodiversidad, puesto que cuando las plantas no pueden extraer del suelo los nutrientes a los que están acostumbrados a recoger, se empiezan a evidenciar

⁵⁹ BORBON, Carolina. Identificación de los posibles impactos ambientales por el fracturamiento hidráulico (fracking) de yacimientos no convencionales. Bogota D.C. CO. 2015. p.13-14. Trabajo de investigación (Especialización en planeación ambiental y manejo integral de los recursos naturales) Universidad Militar Nueva Granada.

⁶⁰ ROMERO, Laura. I Análisis de los riesgos ambientales asociados a la explotación de yacimientos no convencionales desde un contexto internacional y su aplicación en Colombia. Bogota D.C. CO. 2016. p.30 Trabajo de investigación (Especialización en Gestión Ambiental) Fundación Universidad de América.

enfermedades y ausencia de crecimiento de especies y esto a su vez genera pérdida de biodiversidad en ese lugar en cuanto a fauna, puesto que ya no se podría aportar los mismos alimentos, generando dificultad para su crecimiento.

Figura 22 Afectación de acuíferos por fracturamiento hidráulico.



Fuente: EPA - United States Environmental Protection Agency. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resource in the United States. [Sitio Web] Washington, DC. EE.UU. Diciembre. 2016. [Consultado el 30, Agosto, 2017] Disponible en: <https://www.epa.gov/hfstudy>

4.5 CONSECUENCIAS AMBIENTALES

Aunque la información de los medios escritos muestra consecuencias directas por contaminación, científicamente se ha evidenciado que tal conexión puede tener relación, pero no se asegura en su efecto, como se mostró en los capítulos anteriores

5. CONCLUSIONES

De acuerdo a la descripción de la inyección del fluido, se logró identificar los parámetros esenciales a tener en cuenta a la hora de realizar la operación de fracturamiento, como lo son la litología, la geomecánica, la caracterización del fluido de fracturamiento y el control de la fractura mediante presiones, para esto fue necesario evidenciar las diferentes fases por las que se tiene que pasar para desarrollar la operación.

Se identificó las principales causas por las que un fluido de fracturamiento puede conectar con acuíferos, en donde principalmente están las fallas en revestimiento y cementación, además se encontró que la mayoría de estas es posible prevenirlas si se lleva una adecuada ejecución de la técnica, haciendo que la empresa operadora garantice una buena calidad de proceso.

Debido a las principales polémicas que se han dado a partir de este tema, se han realizado gran variedad de estudios en donde se puede observar que consecuencias podría traer la contaminación a acuíferos, se determinó que las principales afectaciones que se pueden dar por la mala realización de la técnica pueden traer consecuencia perjudiciales para el ambiente, afectando a la población, fauna y flora, deteriorando su calidad de vida.

El análisis obtenido después de la respectiva realización de esta monografía, concluyo en que si se llega a tener una contaminación en acuíferos subterráneos por parte del fracturamiento hidráulico, esto podría traer efectos negativos al ecosistema, haciendo que las demás fuentes hídricas al conectarse con los respectivos acuíferos también se contaminen, generando un proceso en cadena, afectando todo su entorno.

Además se concluyó que el proceso del fracturamiento hidráulico en los no convencionales es seguro siempre y cuando se cumplan con los estudios previos acordados a garantizar una buena ejecución de la técnica, como lo son la identificación clara de la litología que se va a atravesar, las presiones que se van a manejar, las distancia entre acuífero y zona de interés, entre otras, además de asegurar un adecuado proceso en el momento de la ejecución mediante la corrida de registros de cementación, el monitoreo de fractura, entre otras.

6. RECOMENDACIONES

Después de la respectiva investigación se encontró que existe mucha información en cuanto a denuncia de comunidades y descripción general del proceso, pero es de difícil acceso encontrar información que se enfoque en la explicación concreta de la descripción de la técnica, al igual que estudios en el que se enfatizan y concluyan en si realmente hay o no una conexión entre acuífero y zona de interés, lo que genera dificultad en la investigación, por ende se recomienda profundizar la información en el tema.

La información encontrada a nivel científico aun no es suficientemente sólida como para poder recomendar diferentes bases de datos, son muy pocas en las que se encuentra información de buena calidad, por lo que es importante tener cuidado en futuras investigaciones que la base consultada no tenga ninguna posición respecto al tema, si no que sea neutral.

De acuerdo a lo investigado, se evidenció gran cantidad de estudios, sin embargo se obtuvo que es necesario un estudio de mucho tiempo, con gran cantidad de muestras para poder llegar a una conclusión efectiva sobre la posible contaminación de acuíferos por la realización de esta técnica.

BIBLIOGRAFÍA

ABDALLAH, Dalia; FAHIM, Mohamed. Casing Corrosion Measurement to Extend Asset Life. En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 25. 2013. [Consultado el 19, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2013/or2013aut02_casing_corr.aspx

ACP-Asociación Colombiana del Petróleo. Preguntas y respuestas sobre yacimientos no convencionales [Informe]. Bogotá D.C. CO. 2015. [Consultado el 21, Agosto, 2017] Disponible en: <https://acp.com.co/web2017/es/yacimientos-no-convencionales-ync.html>

ACP-Asociación Colombiana del Petróleo. Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia. Bogotá D.C. CO. Mayo. 2014. [Consultado el 21, Agosto, 2017] Disponible en: <https://acp.com.co/web2017/images/pdf/petroleoygas/yacimientosnoconvencionales/Cartilla%20YNCv3.pdf>

ALMEIDA, David Esteban; CARDENAS, Diego. Optimización de la perforación de pozos direccionales de los principales campos en producción en la cuenca oriente en base a su caracterización litológica. Quito, EC. 2010. [Consultado el 19, Agosto, 2017]

AMERICAN ROCK MECHANICS ASSOCIATION. Integrated Experimental and Computational Study of Hydraulic Fracturing and the Use of Alternative Fracking Fluids [One Petro]. San Francisco. EE. UU. 2015. [Consultado: 21, Julio, 2017], Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2015-248>

ARNEDO, Ana. Fracking Extracción de gas y petróleo no convencional , y su impacto ambiental [Sitio Web]. Cartagena, CO. 2015. [Consultado el 21, Agosto, 2017] Disponible en: http://bibliotecadigital.usb.edu.co/bitstream/10819/2858/1/Fracking%20Extracci%C3%B3n%20gas_Arnedo_2015.pdf

ARRE, Víctor; ASTRATTI, Donatella. Detección sísmica de fallas y fracturas sutiles. En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 24. 2012. [Consultado el 19, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2012/or2012_sp_sum03_seismic.aspx

BELLABARBA, Mario; BULTE-LOYER, Helene. Aseguramiento del aislamiento zonal mas alla de la vida productiva del pozo . En : Oilfield Review [Sitio Web] 2008 p. 22-23. [Consultado el 19, Agosto, 2017] Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/sum08/aseguramiento_del_aislamiento_zonal.pdf

BONILLA, Diego; PEREZ, Fabián. Evaluación de la relación de fracturas en estado crítico de esfuerzos con las pérdidas de circulación en un pozo de Ecopetrol. Bogota D.C. CO. 2017. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos) Fundación Universidad de América.

BOOTHROYD I.M.; ALMOND A.S. Fugitive emissions of methane from abandoned, decommissioned oil and gas wells. En : Science of the Total Environment [Science Direct] 26. Enero. 2016. [Consultado el 28, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969715312535#!>

BORBON, Carolina. Identificación de los posibles impactos ambientales por el fracturamiento hidráulico (fracking) de yacimientos no convencionales. Bogota D.C. CO. 2015. p.13-14. Trabajo de investigación (Especialización en planeación ambiental y manejo integral de los recursos naturales) Universidad Militar Nueva Granada.

BURTON, Taylour G.; RIFAI, Hanadi S. Elucidating hydraulic fracturing impacts on groundwater quality using a regional geospatial statistical modeling approach. En : Science of the Total Environment [Science Direct] 1. Marzo. 2016. p.114-126. [Consultado el 28, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/journal/00489697/545?sdc=1>

CHEN, Huan; CARTER, Kimberly. Water usage for natural gas production through hydraulic fracturing in the United States from 2008 to 2014 [Science Direct] Vol.170 Abril. 2016. [Consultado el 20 Julio 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301479716300214>

Conferencia Drilling Fluid Technology Clay Chemistry. Halliburton. (2013) p.15. [Consultado el 22 Agosto, 2017]]

CRS - Congressional Research Service. An Overview of Unconventional Oil and Natural Gas: Resources and Federal Actions. Estados Unidos. Mayo. 2015. [Consultado el 21, Agosto, 2017] Disponible en: <https://fas.org/sgp/crs/misc/R43148.pdf>

COOK, John. La Geomecánica En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 28. Enero 2016. [Consultado el 20, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/la-geomecanica.pdf?la=en&hash=93E85DF8E7665F3703DFBE5EDEBD6CCA3A6284C1

DAVIES, Richard J; ALMOND, Sam. Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation En : Marine and Petroleum Geology [Science Direct] Septiembre. 2014 [Consultado el 28, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0264817214000609>

D'HUTEAU, Emmanuel. Open-Channel Fracturing— A Fast Track to Production. En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 23. 2011. [Consultado el 18, Agosto, 2017]

Disponible en:
https://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2011/or2011aut01_open_channel.aspx

DIEZ´S, Javier. Aguas Subsuperficiales y Subterráneas [Sitio Web]. 2004. [Consultado el 20, Agosto, 2017] Disponible en:
<http://users.exa.unicen.edu.ar/~jdiez/files/cstierra/apuntes/>

EIA - U.S. Energy Information Administration. Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs [Sitio Web] Washington. EE.UU. 2016. [Consultado: 21, Julio, 2017], Disponible en: <https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf>

EIA - U.S. Energy Information Administration. Technology drives natural gas production growth from shale gas formations [Sitio Web] Estados Unidos. 2011. [Consultado: 21, Julio, 2017], Disponible en:
<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=2170>

Entrevista Director Tecnico en Fracturamiento Hidraulico de la Asociacion Colombiana de Ingenieros de Petroleos. Carlos Medina. ¿Está preparada Colombia para el "fracking"?. Bogota DC. CO. 29 Agosto 2017.

ENVIRONMENT AMERICA. Fracking by the Numbers [Sitio Web] 3 Octubre 2013 [Consultado: 20, Julio, 2017], Disponible en: <https://environmentamerica.org/reports/ame/fracking-numbers>

EPA - United States Environmental Protection Agency. Pavillion area groundwater investigation [Sitio Web] Pavillon. Fremont Country. EE.UU. 8. Diciembre. 2011. [Consultado el 30, Agosto, 2017] Disponible en:
<https://www.epa.gov/region8/pavillion>

EPA - United States Environmental Protection Agency. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resource in the United States. [Sitio Web] Washington, DC. EE.UU. Diciembre. 2016. [Consultado el 30, Agosto, 2017] Disponible en: <https://www.epa.gov/hfstudy>

EPA - United States Environmental Protection Agency. Retrospective Case Study in Southwestern Pennsylvania. En: Study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources [Sitio Web] Washington, DC. EE.UU. Mayo. 2015. [Consultado el 15 Octubre, Agosto, 2017] Disponible en:
https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-06/documents/swpa_508_km.pdf

EPA - United States Environmental Protection Agency. Retrospective Case Study in the Raton Basin, Colorado. En: study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources. [Sitio Web] Washington, DC. EE.UU. Mayo. 2015. [Consultado el 15 Octubre, 2017] Disponible en:
https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-06/documents/raton_basin_report_508_km.pdf.

HOZ, Fernandez. Impacto Ambiental del sistema de fractura hidraulica para la extraccion de gas no convencional. Madrid. ES. 2012. [Consultado el 27, Agosto, 2017]

INGEOMINAS. Programa de exploración de aguas subterráneas [Sitio Web]. Bogota DC. CO. Diciembre 2004. [Consultado el 27, Agosto, 2017]

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y GAS. El abecé de los hidrocarburos en Reservorios No convencionales [Instituto Argentino del Petróleo y Gas]. Buenos Aires. AR. No. 4. 2015. p.19 [Consultado: 20, Julio, 2017], Disponible en: http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-de-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales

KIM, Jihoon; MORIDIS George J. Numerical analysis of fracture propagation during hydraulic fracturing operations in shale gas systems. En : International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences. [Science Direct] Febrero. 2015. [Consultado el 27, Agosto, 2017] Disponible en: https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-06/documents/kim_moridis_2015_ijrmms_fracture-propagation-hf_in_press_508_km.pdf

KING, George. Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells [One Petro]. Society of Petroleum Engineers. 2012. [Consultado: 21, Julio, 2017], Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-152596-MS>

LE CALVEZ, Joel; MALPANI, Raj. Fracturameinto hidraulico: Valoraciones a partir del monitoreo microsismico. En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 8. Mayo 2016. [Consultado el 20, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish16/may16/02-microseismic.pdf

LE MOND.FR . Gaz de schiste: le Parlement interdit lútilization de la fracturation hydraulique En: Francia, 2011. [Consultado el 27, Agosto, 2017].

LET, Bennett; LE CALVEZ, Joel. La fuente para la caracterizacion de fracturas hidraulicas. En : Oilfield Review [Sitio Web] 2006 p. 46-61. [Consultado el 20, Agosto, 2017] Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/spr06/p46_61.pdf

MATTHEW, Gilbert; FERGUSON, Spencer. Hydraulic Fracturing: Chemical Disclosure Requirements. En: Hydraulic Fracturing and Shale Gas Production : Issues, Proposals and Recommendations. Nova Science Pub. Abril. 2012.

MINISTERIO DE AGRICULTURA GANADERÍA Y PESCA. Manual de Aguas Subterráneas [Sitio Web] Montevideo. UY. 2012. [Consultado: 21, Septiembre, 2017], Disponible en:

http://www.mgap.gub.uy/sites/default/files/multimedia/manual_de_agua_subterran_ea-ilovepdf-compressed.pdf

NARA - National Archives and Records Administration. Federal Register National Archives and Records Administration Code of Federal Regulations. Title 42, Chapter 6A, Subchapter XII. 2005.

NARANJO, Densy Patricia. Técnicas, normativa y recomendaciones para la gestión ambiental de la aplicación de la Fractura Hidráulica (fracking) en Colombia. Bogota D.C. CO. 2016. Trabajo de grado (Magister en Gestión Ambiental) Pontificia Universidad Javeriana.

NOLEN-HOEKSEMA, Richard. Elementos del fracturamiento hidráulico. En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 25. 2013. [Consultado el 19, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_Hydraulic_Fracturing_Dec_2013.pdf?la=en&hash=BC77FD5B047DD0EA6F85CD2B42E56180AD1B5067

NOUS GOUP. Fundamentos de Exploración y Producción. [Sitio Web]. 2014. [Consultado el 19, Septiembre, 2017] Disponible en: <https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/fundamentos-de-exploracion-y-produccion>

PELEGRY, Eloy. Gas No convencional: Shale gas Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios. Madrid. ES. 2016. p. 30-45 [Consultado el 27, Agosto, 2017]. Disponible en: http://www.icog.es/TyT/files/shale_gas_2016.pdf

RODRIGUEZ, Johan Diaz; SÁNCHEZ, Christian. Análisis Técnico- Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción. Guayaquil. Ecuador. 2007. Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos) Escuela Superior Politécnica del Litoral.

ROMERO, Laura. I Análisis de los riesgos ambientales asociados a la explotación de yacimientos no convencionales desde un contexto internacional y su aplicación en Colombia. Bogota D.C. CO. 2016. Trabajo de investigación (Especialización en Gestión Ambiental) Fundación Universidad de América.

SCHLUMBERGER. Gradiente de Presión [Sitio Web]. seg. Glossary Oilfield [Consultado el 29, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pressure_gradient.aspx.

SCHLUMBERGER. Horizontal Drilling. [Sitio Web]. seg. Glossary Oilfield [Consultado el 29, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/horizontal_drilling.aspx.

SCOTCHMAN, Lain C. Shale gas and fracking: exploration for unconventional hydrocarbons. En : Proceedings of the Geologists' Association [Science Direct] Vol 127. Issue 5. Noviembre. 2016. [Consultado el 29, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016787816300979>

SMITHSON, Tony. Detonacion para inducir el flujo de fluidos. En : Oilfield Review [Sitio Web] Vol 24. Enero 2012. p. 63-65 [Consultado el 20, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_Perforating_Sep_2012.pdf?la=en&hash=5515137AEFBCACD5ED5256733E471987AAD5C7A

SOCIEDAD GEOGRÁFICA DE LIMA ; GLOBAL WATER PARTNERSHIP. Aguas subterráneas-acuíferos [Sitio Web] Lima. Perú. Diciembre. 2011. [Consultado el 30, Agosto, 2017] Disponible en: http://www.gwp.org/globalassets/global/gwp-sam_files/publicaciones/varios/aguas_subterraneeas.pdf

SOCORRO, Gabriel. Produccion 1. Cementacion [En línea]. 2012. [Consultado: 21, Agosto, 2017], Disponible en: <https://es.slideshare.net/gabosocorro/produccion-1clase-3version-intersemestral>.

THE ROYAL ACADEMY; THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing [Sitio Web] Junio. 2012. [Consultado el 20, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.royalsociety.org/policy/projects/shale-gas-extraction>

TOBON, Walter. Registros de Produccion. Clase Universidad de América. Bogota DC. CO. 2016. [Consultado: 15, Septiembre, 2017]

TORRES, Nicolás. 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 Bogota D.C. CO. 2016. Trabajo de investigacion (Especialización en Gestión Ambiental) Fundación Universidad de América.

UWIERA-GARTNER, Michelle. Groundwater Considerations of Shale Gas Developments Using Hydraulic Fracturing: Examples, Additional Study and Social Responsibility [One Petro]. Alberta, CA. Noviembre. 2013. [Consultado: 21, Julio, 2017], Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-167233-MS>

VALDES, Claudia Lucia. El Fracking: Impactos ambientales y socioeconomicos [Sitio Web] Instituto Universitario de Ciencias Ambientales de la Universidad Complutense de Madrid. Madrid. ES. Consultado: 21, Julio, 2017], Disponible en: http://www.mufm.fr/sites/mufm.univ-toulouse.fr/files/claudia_lucia_valdes_aguirre.pdf

VASQUEZ, Juan. Mejoramiento de la conductividad en el fracturamiento hidraulico. Fracturamiento hidraulico. Mexico , 2009. p.198. Trabajo de investigacion (Ingeniero de Petróleos) Universidad Nacional Autónoma de México.

WELL CONTROL INTERNATIONAL. Control de Pozos, Manual del Alumno. Argentina. 2012. p. 14

WILD WELL CONTROL. Conceptos basicos de presión [Sitio Web]. [Consultado: 20, Julio, 2017], Disponible en: <http://wildwell.com/literature-on-demand/literature/pressure-basics-and-concepts-esp.pdf>

WORLD PETROLEUM COUNCIL GUIDE. Unconventional Gas [Sitio Web]. Londres. Inglaterra. Octubre. 2013. [Consultado el 27, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.world-petroleum.org/docs/docs/gasbook/unconventionalgaswpc2012.pdf>

YPF; El desafío energético de la Argentina. [Sitio Web]. Petroleo y Gas no convencional. Argentina. [Consultado: 20, Julio, 2017], Disponible en: http://www.ypf.com/Publicaciones/pdf/YPF_folleto_Shale_A5.pdf

ZHANG, Dongxiao; YANG, Tingyun. Environmental impacts of hydraulic fracturing in shale gas development in the United States En : Petroleum Exploration and Development [Science Direct] Diciembre. 2015 [Consultado el 28, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/journal/petroleum-exploration-and-development/vol/42/issue/6>

ZHOU, Desheng; ZHENG, Peng. Hydraulic fracture propagation direction during volume fracturing in unconventional reservoirs. En : Journal of Petroleum Science and Engineering [Science Direct] Vol 141. Mayo. 2016. [Consultado el 29, Agosto, 2017] Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410516300249?via%3Dihub>