Análisis del fracturamiento hidráulico en roca generadora como método para mitigar la crisis energética, aumentando la producción de hidrocarburos versus los impactos ambientales generados

Sergio Alonso Florez Barreto

Trabajo de Grado para optar por el Título de Especialista en Producción de Hidrocarburos

Director

Jorge Enrique Forero Sanabria

M. Sc., en Gestión en la Industria de los Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Producción de Hidrocarburos

Bucaramanga

2020

TABLA DE CONTENIDO

Pág.

Introducción…… 8

1. Objetivos…… 10

1.1. Objetivo General 10

1.2. Objetivos específicos 10

2. Marco Teórico…… 11

2.1. Diferencia entre Yacimientos Convencionales y No Convencionales 11

2.2. Historia del Fracturamiento Hidráulico 12

2.3. Mecanismo de Fracturamiento 14

2.3.1. Perforación de la Sección Vertical 16

2.3.2. Perforación de la Sección Horizontal 16

2.3.3. Instalación de Revestimiento y uso de los Pozos 17

2.3.4. Realizar el Fracturamiento Hidráulico Multietapa 19

2.3.5. Producción 21

3. Estado energético actual……22

4. Impactos asociados a los procesos de producción……. 26

4.1. Alta demanda de agua 26

4.2. Contaminación de aguas subterráneas 29

4.3. Contaminación por aguas de producción y aguas de retorno 30

4.4. Actividades de Perforación 37

4.5. Afectaciones en el Aire 43

4.6. Afectaciones en el Suelo y Territorio 46

5. Contexto Colombiano…… 47

6. Marco Legal……... 50

7. Posibles Alternativas……..51

8. Análisis de oferta y demanda de petróleo y gas en Colombia……... 58

9. Conclusiones…….. 64

10. Recomendaciones…….. 65

Bibliografía……66

TABLA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1 Reservas mundiales de gas 13

Figura 2 Configuración tipica de una perforacion horizontal, Fracturamiento hidraulico en pozo de gas de lutita 15

Figura 3 Proceso de perforación 17

Figura 4 Tuberias y revestimiento para un pozo horizontal 19

Figura 5 Composicion volumentrica de los fluidos de fracturamiento 20

Figura 6 Producción de recursos energeticos 2015 23

Figura 7 Autosuficiencia petrolera colombiana 25

Figura 8 Aproximación típica para modelar un trabajo de fracturamiento hidráulico 40

Figura 9 Etapas de fracturamiento Vs Profundidad (m) para la exploración y producción de gas de esquisto en el campo Barnett, EE.UU 42

Figura 10 Etappas de fracturamiento Vs Prdofundidad (m) para la ezploración y producción de gas de esquisto en el campo Marcellus, EE.UU 43

Figura 11 Ubicación geográfica del primer piloto de Fracturamiento en Colombia 49

Figura 12 Distribución del volumen de aguas residuales por destino en Colombia 53

Figura 13 Reservas de petróleo, producción y años de abastecimiento 59

Figura 14 Tendencias en producción y consumo de petróleo en Colombia 61

Figura 15 Reservas de gas, produccion y años de abastecimiento 62

Figura 16 Produccion diaria de Petróleo BOPD - 2020 63

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1 Valores reportados por Autores con respecto al consumo de agua para desarrollar fracturamiento hidráulico 26

Tabla 2 Principales constituyentes del fluido de retorno en Barnett (Texas) y Marcellus (Pennsylvania), EE.UU. 34

Tabla 3 Comparación de calidad de roca entre la formación Gacheta en los Llanos, La luna en el valle de magdalena medio y Catatumbo basados en formaciones del Norte America 35

Tabla 4 Tecnologías para la remoción de grasas y aceites con base en el tamaño de partícula .. 54

Tabla 5 Tecnologías para la remoción de compuestos orgánicos disueltos..... 54

Tabla 6 Tecnologías con membranas para el tratamiento de agua 55

Tabla 7 Opciones en el manejo de aguas empleadas por algunas operadoras en la formacion Marcellus..... 56

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN ROCA GENERADORA COMO MÉTODO PARA MITIGAR LA CRISIS ENERGÉTICA, AUMENTANDO LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS VERSUS LOS IMPACTOS AMBIENTALES GENERADOS*

AUTOR: SERGIO ALONSO FLOREZ BARRETO**

PALABRAS CLAVE: Fracturamiento hidráulico, Impacto ambiental, Aguas residuales, Roca generadora.

DESCRIPCION:
Frente al eventual consumo masivo de recursos energéticos a nivel mundial, es importante y necesario estudiar nuevas técnicas que ayuden a aumentar la producción de las fuentes energéticas tales como los hidrocarburos, por ello el fracturamiento hidráulico resulta un método atractivo para estudio y su posible implementación en territorio colombiano. Considerando como ejemplo el incremento de producción que presentaron Estados Unidos y Canadá en el tiempo que fue implementada la técnica y sus experiencias en el desarrollo de la misma, se puede dar en consideración su aplicación en territorio colombiano en nuevos pozos o en pozos clausurados por métodos convencionales. Sin embargo, hay que tener en cuenta los impactos ambientales asociados a la implementación de la técnica como, por ejemplo, la contaminación de aguas principalmente.

Existen 2 capítulos frente al tema, el primero se detalla aspectos generales como la historia del fracturamiento hidráulico, diferencias de yacimientos y los mecanismos de perforación; y el segundo capítulo se centra más en detalle como el estado energético actual colombiano, impactos asociados a la producción, oferta y demanda; y las normas legales colombianas referentes al tema. Toda la investigación en base a Estados Unidos y Canadá, dada sus experiencias frente a producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

**Proyecto de grado*
***Facultad de Ingeniería de Petróleos. Escuela de Ingeniería Físico Químicas. Director: Jorge Enrique Forero Sanabria.*

ABSTRAC

TITLE: SOURCE ROCK HYDRAULIC FRACTURING ANALYSIS AS A METHOD TO MITIGATE THE ENERGY CRISIS, INCREASING THE PRODUCTION OF HYDROCARBONS VERSUS THE ENVIRONMENTAL IMPACTS GENERATED*

AUTHOR: SERGIO ALONSO FLOREZ BARRETO**

KEY WORDS: Hydraulic fracturing, Environmental impact, Wastewater, Generating rock.

DESCRIPTION:
In view of the eventual massive worldwide energy consumption, it is important and necessary to study new techniques that help to increase the production of energy sources such as hydrocarbons, so hydraulic fracturing is an attractive method for study and possible implementation in Colombian territory. Considering as an example the increase of production presented by the United States and Canada in the time that the technique was implemented and their experiences in the development, it can be given in consideration its application in Colombian territory in new wells or in wells closed by conventional methods. However, it is necessary to take into account the environmental impacts associated with the implementation of the technique, such as, for example, mainly water pollution.

There are two chapters on the subject, the first detailing general aspects such as the history of hydraulic fracturing, differences in deposits and drilling mechanisms; and the second chapter going into more detail such as the current energy situation, impacts associated with production, supply and demand; and the Colombian legal regulations on the subject. All the research is based on the United States and Canada, given their experiences with hydrocarbon production in non-conventional fields.

**Proyecto de grado*
***Facultad de Ingeniería de Petróleos. Escuela de Ingeniería Físico Químicas. Director: Jorge Enrique Forero Sanabria.*

PRIMER CAPITULO

Introducción

La demanda de energía para el mantenimiento, desarrollo, mejoramiento de los estándares de vida y de la creciente infraestructura industrial mundial ha llevado al incremento en el consumo energético y de los combustibles fósiles como fuente primordial de recursos. Esta demanda ha sido satisfecha principalmente con energía proveniente de recursos no renovables como los hidrocarburos, los cuales han sido asociados normalmente con alteraciones ambientales que han derivado en contaminación de corrientes de agua superficial, acuíferos y costas.

Desde inicios de la revolución industrial, toda actividad a nivel mundial depende del gas, petróleo y sus derivados. Desde materiales para construcción, fibras sintéticas para los tejidos, plásticos y la industria farmacéutica, así como el transporte, la generación de energía, calefacción e iluminación dependen de esta fuente con lo que se concluye que esta civilización se ha construido sobre las bases de combustibles fósiles (Manuel & Jeremy, 2017).

Con el paso de los años la humanidad se acerca a un gran desafío: enfrentar la disminución de las reservas de petróleo y sus derivados extraídos mediante técnicas convencionales (perforación vertical). La solución, para muchos, fue la de aumentar el uso de metodologías no convencionales para extraer el gas natural acumulado por millones de años dentro de rocas generadoras (lutitas). Las lutitas gasíferas (shale gas, por su nombre en inglés) son rocas sedimentarias de grano fino y baja permeabilidad, rico en materia orgánica, capaces de producir y retener gas que puede ser explotado a través de métodos no convencionales (Rudnick, 2011).

Se han visto en las literaturas recientes que los yacimientos que tienen altas permeabilidades en el mundo se encuentran en la etapa final de descenso, y debido a esto, los

hidrocarburos que abastecerán a las diferentes economías provendrán de yacimientos con permeabilidades bajas. Estos yacimientos hacen parte de los yacimientos no convencionales y poseen formaciones que requieren de tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico, el cual consiste en crear en la roca reservorio una fractura, mediante la inyección a alta presión de un fluido viscoso o fluido fracturante. Este fluido se introduce por los poros y canales, permitiendo que estos se separen aumentando entre sí los espacios disponibles y manteniendo abiertos estos canales con un agente apuntalante, una vez que se haya liberado la presión de inyección.

Es importante resaltar el tema energético enfocado en Colombia, debido a que el estancamiento en la economía nacional ha ocasionado la baja productividad de crudo (Gutierrez & Nauzan, 2018), los sobrecostos para la obtención de los recursos (Malagón, 2016) y la falta de educación a la sociedad en materia minero energética nos ha llevado a un problema en la aceptación de nuevas herramientas y tecnologías en la extracción de los recursos del subsuelo como lo es el fracturamiento hidráulico; aunado a esto la crisis energética (Unidad de Planeación Minero Energético [UPME], 2015), conlleva a abordar un estudio más profundo del fracturamiento hidráulico como método alternativo para la extracción de recursos energéticos, tomando como ejemplos las experiencias de países donde ya fueron implementada la técnica y así poder reconocer la factibilidad de implementarlo en Colombia.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Evaluar la técnica del fracturamiento hidráulico multietapa en roca generadora como un método para mitigar la crisis energética, mediante el análisis de la situación energética Nacional, y los impactos ambientales asociados a la implementación de esta técnica.

1.2. Objetivos específicos

- Analizar el estado energético actual nacional por medio de recursos bibliográficos.
- Comparar el impacto ambiental generado versus el aumento de la producción de crudo y gas que se podría generar por la aplicación del fracturamiento hidráulico, usando casos históricos de la literatura.
- Proponer alternativas que permitan minimizar los impactos ambientales generados con esta técnica principalmente en el recurso del agua y de la misma forma minimizando costos.

2. Marco Teórico

2.1. Diferencia entre Yacimientos Convencionales y No Convencionales

Contrario a lo que las personas piensan, los hidrocarburos son iguales, independientemente que se localicen en yacimientos convencionales o no convencionales, se trata del mismo gas y del mismo petróleo. Lo que los hace distintos es el tipo de yacimiento que los contiene.

La principal diferencia entre los dos es el tipo de formación donde se encuentran almacenados los hidrocarburos, en los yacimientos convencionales el hidrocarburo migró desde la roca generadora hacia reservorios atrapados o trampas donde se acumuló sin migrar a la superficie y los mismos hidrocarburos fluyen naturalmente apenas es perforado el pozo ya que se encuentran en un recinto de roca permeable y a través del tiempo se fue depositando allí en grandes cantidades y grandes presiones; a causa a los sellos naturales, en general este tipo de yacimientos pueden generarse mediante pozos verticales con técnicas tradicionales de extracción.

En los yacimientos no convencionales los hidrocarburos requieren ser estimulados para que exista flujo del mismo ya que se encuentran en depósitos de difícil acceso dentro de la misma roca generadora y necesitan métodos de perforación y levantamiento para su extracción (Naranjo, 2016). Estos se encuentran en condiciones geológicas que causan que el movimiento del fluido sea muy lento debido a las rocas poco permeables. Por lo tanto, estos yacimientos deben desarrollarse con la técnica de estimulación hidráulica, mediante la cual se realizan micro fracturas en la roca para liberar el hidrocarburo.

En otras palabras, en los yacimientos no convencionales los hidrocarburos se encuentran atrapados en la misma roca generadora y es aquel hidrocarburo que no pudo fluir al yacimiento por la baja permeabilidad de la misma.

2.2. Historia del Fracturamiento Hidráulico

Durante el desarrollo de la estimulación hidráulica varios eventos determinaron su éxito industrial, entre los que valen la pena destacar como los siguientes: en 1940, Floyd Farris de Stanolind Oil and Gas, estudió y diseñó una técnica de explotación de gas extraído de capas de esquisto que incluía adicionar agua más un agente apuntalante que se introducía en la formación para hacer más productivos los pozos de hidrocarburos (Sharma & Pekney, 2014). La primera aplicación comercial se realizó en 1949 en un pozo cerca de Duncan (Oklahoma, Estados Unidos). Este experimento mostró un aumento en la productividad lo cual fue un resultado satisfactorio (Heinberg, 2013), lo que hizo que la técnica se extendiera rápidamente y para 1970 se hizo popular en la industria petrolera.

Entre 1980 y 1990, George P. Mitchell, de Mitchell Energy & Development descubrió la existencia de fracturas naturales en las lutitas. Con este conocimiento previo, en 1991 Mitchell fue el pionero en implementar perforaciones horizontales de más o menos un kilómetro de extensión (Heinberg, 2014). En adelante, se desarrollaron y patentaron dos técnicas propiciadas por el progreso tecnológico: la perforación direccionada (vertical y horizontal) y la estimulación hidráulica (fracking) (Groat & Grimshaw, 2012), los cuales se incorporan de manera combinada.

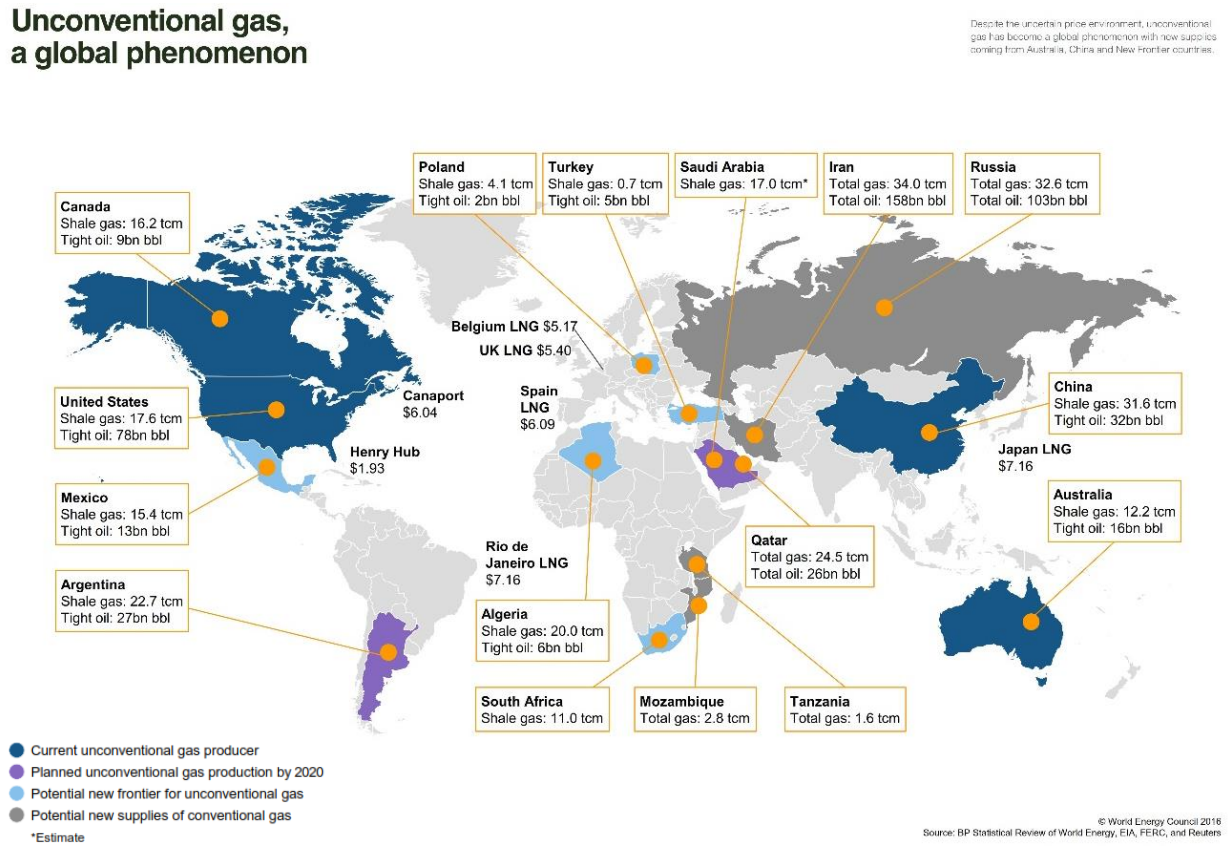
De esta forma se dio a conocer esta técnica la cual fue popularizada para la obtención de gas en yacimientos no convencionales mediante la estimulación de la roca aumentando su permeabilidad, lo que generó un incremento en la producción de gas no convencional a nivel mundial.

En la actualidad existen más de 920 billones de metros cúbicos de gas natural hallados en yacimientos no convencionales en el mundo, casi el doble del gas natural hallado en yacimientos convencionales (Bocora, 2012) como lo muestra la Figura 1. Según Groat y Grimshaw (2012), en Estados Unidos la estimación actual de los recursos de gas en roca generadora es de 862 billones

de metros cúbicos anuales, siendo el mayor y más importante productor de gas en el mundo. Energy Information Administration (EIA) reportó la transición de la explotación de hidrocarburos convencionales a hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos. Este estudio muestra cómo la explotación de gas extraída de lutita ha aumentado desde 2009 hasta la actualidad y lo que aumentará en el futuro.

Figura 1

Reservas mundiales de gas.



Nota: Adaptado de: "World Energy Council 2016"

En la Figura 1 se pueden observar algunos de los principales productores de gas, regiones donde se planea la extracción de gas no convencional y nuevos potenciales productores de gas. Aunque China posee las más grandes reservas de gas no convencional en el mundo, apenas está alcanzado un adecuado nivel de extracción a escala industrial, sin embargo allí se explota gas en

rocas generadoras de la cuenca de Shanxi, Tarim, Songliao, Bohai Bay, Ordos, Junggar, Tuha, Qaidam, Qiangzhusi, Longmaxi, siendo estas dos últimas las más abundantes (Charry-Ocampo & Perez, 2018).

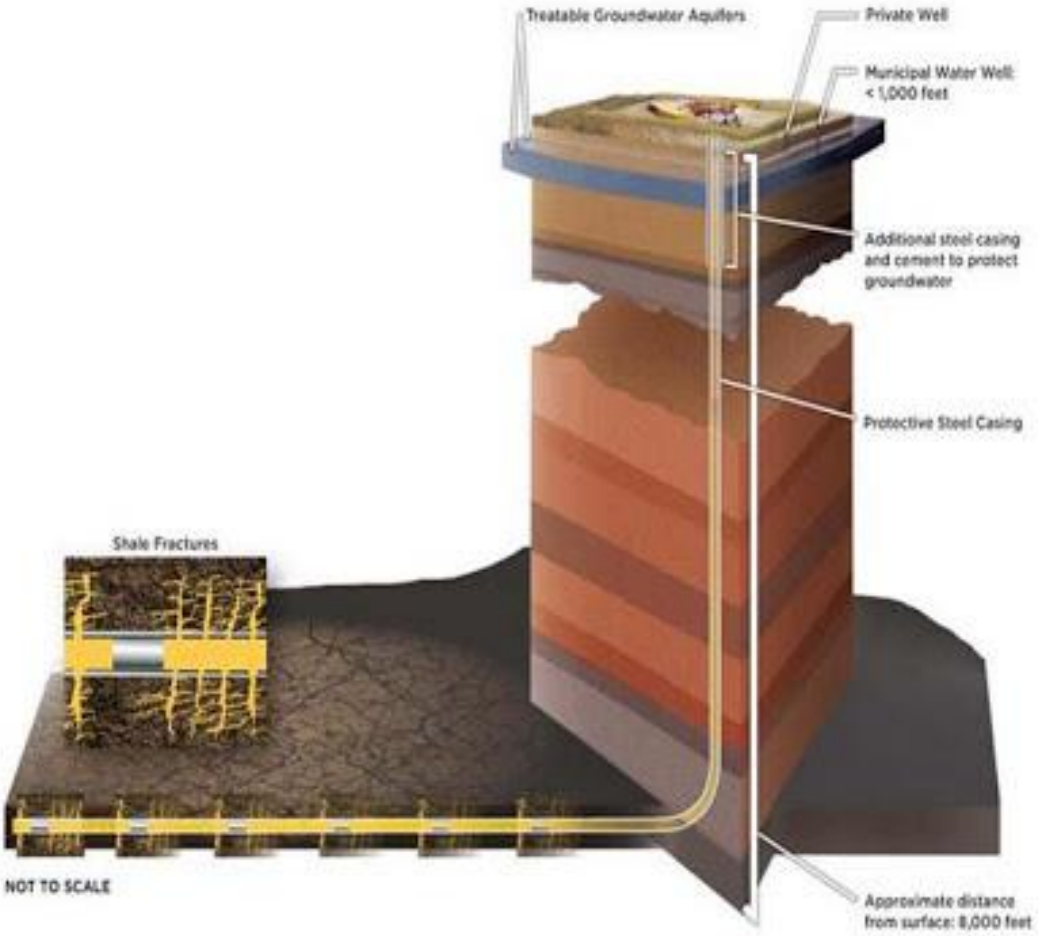
Según IHS (Information Handling Services), una compañía de información comercial ubicada en Londres, el gas extraído de rocas generadoras de EE. UU. utilizando fracturamiento hidráulico es de aproximadamente 42 billones de metros cúbicos, casi igual al gas convencional total descubierto en los Estados Unidos en los últimos 150 años y equivalente a aproximadamente 65 veces el consumo anual actual de los Estados Unidos. Durante los últimos tres años, se han encontrado alrededor de 50 mil millones de barriles de petróleo recuperable adicional en depósitos de petróleo de esquisto, más del 20% del total del recurso petrolero recuperable convencional de EE. UU. Estos recursos petroleros que requieren de fracturamiento hidráulico para acceder, podrían generar 3 millones de barriles por día para 2020, compensando un tercio de las importaciones actuales de petróleo según Howard y Anthony (Engelder & Howarth, 2014), esto ayudaría a prolongar por más tiempo el abastecimiento de crudo y gas a nivel mundial.

2.3. Mecanismo de Fracturamiento

Este tipo de estimulación se realizan en pozos de petróleo y gas los cuales presentan baja permeabilidad en la roca; de aquí su implementación en las formaciones de esquisto lo que, para su explotación industrial, los yacimientos con permeabilidad mayor a 0,1 mD se consideran convencionales y el resto no convencionales (Estrada, 2013). La técnica se utiliza principalmente para la extracción de crudo y gas de rocas de esquisto (roca generadora), dado que el esquisto tiene una permeabilidad muy baja, el crudo y el gas están distribuidos en pequeños poros o burbujas, muchas veces microscópicas, no conectadas entre sí, lo que hace necesario romper las capas de esquisto para conseguir unir esos poros y que la mezcla fluya hacia la superficie para ser recogido.

Figura 2

Configuración típica de una perforación horizontal, Fractura miento hidráulico en pozo de gas de lutita.



Nota: Adaptado de Oil And Gas BLOG.

En la Figura 2 se observa la configuración de un pozo de fracturamiento hidráulico donde el agua a alta presión fractura la roca liberando la mezcla de crudo y gas que luego, junto con el agua, la arena y los aditivos retorna a la superficie. Para lograr la configuración mostrada, en el campo escogido para el Fracturamiento se deben realizar una serie de etapas para obtener el gas y el crudo las cuales son:

- Perforación de la sección vertical
- Perforación de la sección horizontal

- Instalación de revestimiento y uso de los pozos
- Realizar el Fracturamiento hidráulico multietapa
- Producción

2.3.1. Perforación de la Sección Vertical

La mayoría de los recursos de gas no convencional se encuentran a profundidades de entre 1.800 metros o más por debajo, su espesor puede variar e incluso ser relativamente delgado como en el caso de la formación Marcellus shale que está entre los 15 y 60 m de espesor (Corrie & Honer, 2012).

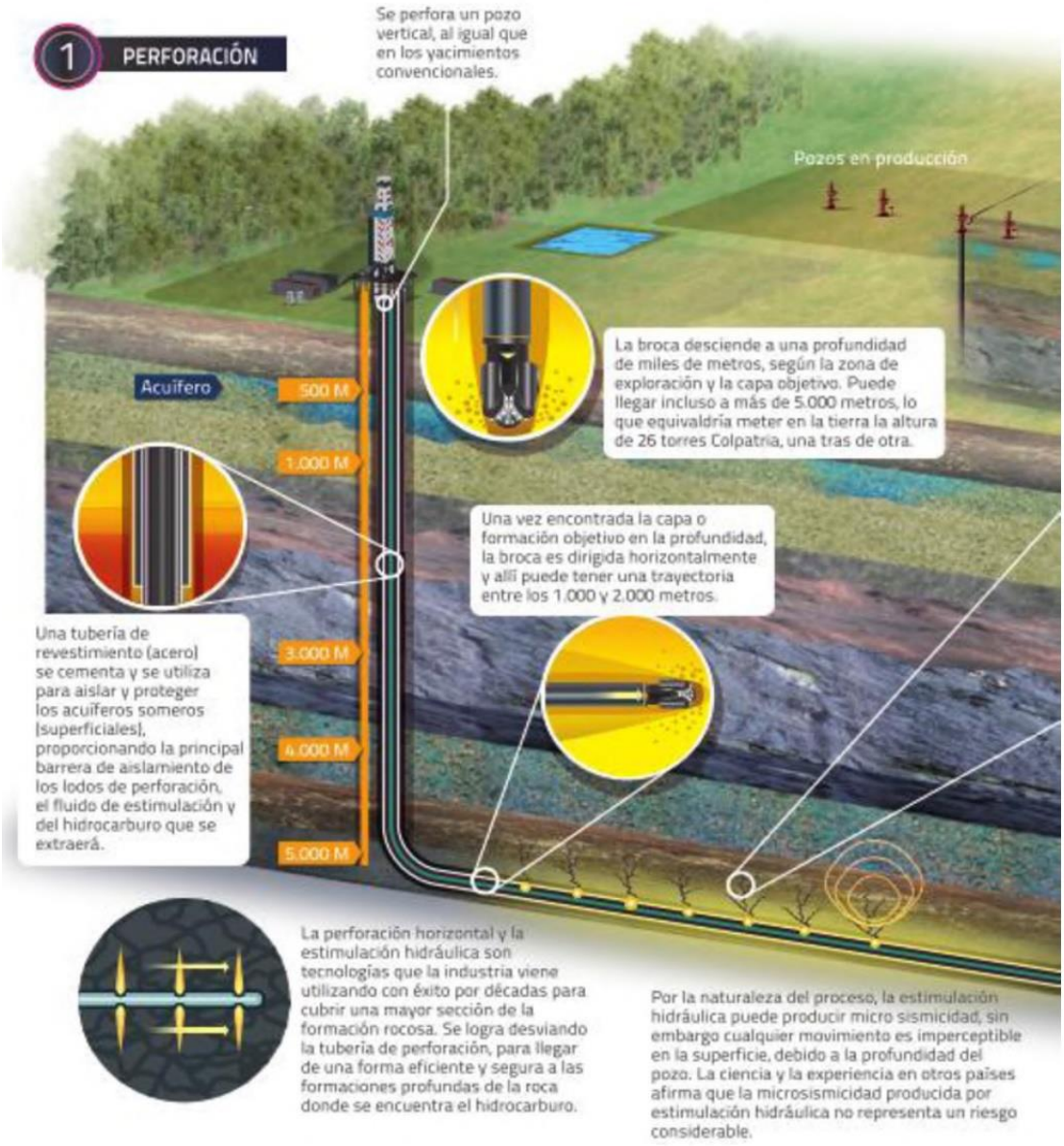
2.3.2. Perforación de la Sección Horizontal

Para un proceso de extracción más eficiente se requiere de una perforación horizontal a través de la formación de la roca generadora de hidrocarburo. Esto se consigue mediante la perforación vertical hasta que la broca alcanza una distancia de alrededor de 275 m de la formación. En este punto, se utiliza un taladro direccional para ir creando gradualmente una curva de 90° de modo que el agujero perforado delimita con la cara de la roca (Corrie & Honer, 2012).

En la Figura 3 se puede observar como la perforación al interior del pozo es perforado y redirigido hasta la cara de la roca generadora; y se muestran las fracturas generadas para la posterior extracción del agua de retorno que viene con el crudo y el gas disuelto.

Figura 3

Proceso de perforación



Nota: Adaptado de "Asociación Colombiana de Petróleo (ACP), 2014"

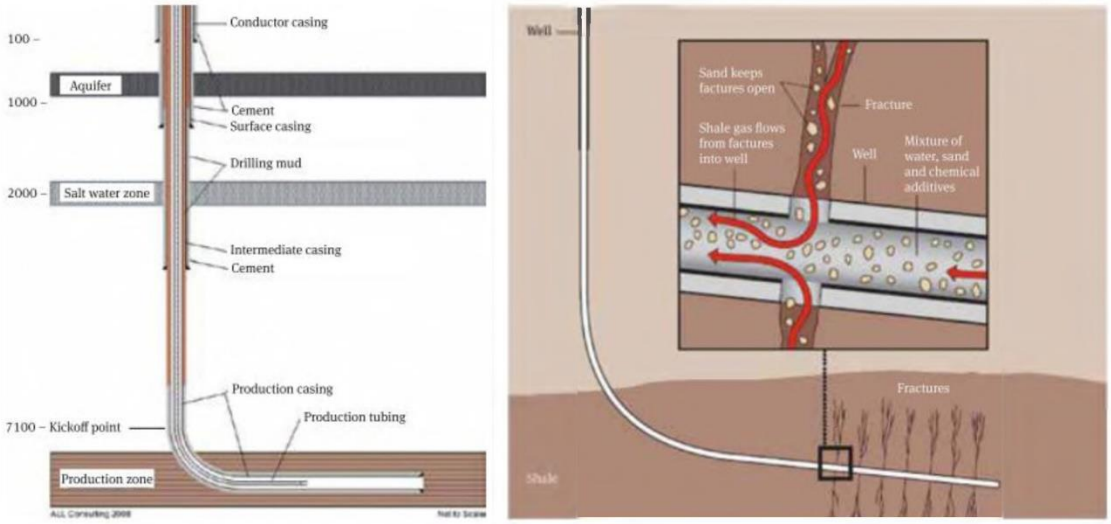
2.3.3. Instalación de Revestimiento y uso de los Pozos

Una vez que se ha perforado a través del suelo, se retira el taladro para enseguida insertar el revestimiento que aislará el pozo perforado de las zonas de agua subterránea. Cabe mencionar

que una de las ventajas de la perforación horizontal es que se puede usar una misma plataforma para perforar varios pozos radialmente, direccionando la broca. Después de que haya alcanzado toda la longitud horizontal se cementa desde el extremo de la perforación horizontal a por lo menos un punto más arriba de la curva vertical. Este proceso está destinado a evitar la fuga del gas natural en forma vertical durante el trayecto en el pozo horizontal hasta la roca que separa la formación de lutita de la superficie y para prevenir el escape de gas natural a la superficie a través del revestimiento (Corrie & Honer, 2012). El cemento es bombeado a través de la tubería desde una apertura que se encuentra ubicada en la parte inferior de este, posteriormente este es bombeado hacia arriba entre los lados de la tubería y las paredes de pozo sellándolo completamente y aislándolo del acuífero. Se pueden necesitar una o más cadenas intermedias de revestimiento en estos pozos profundos, lo que proporciona protección al pozo por los esfuerzos alcanzados a medida que se profundiza. De igual forma una buena cementación proporciona protección a las zonas de agua dulce o contaminación de acuíferos por los fluidos hidráulicos de fractura que se bombean hacia abajo del pozo como parte del proceso de Fracturamiento Hidráulico multietapa, y la contaminación por cualquier gas liberado que fluya en el pozo (Fulbright, 2013).

Figura 4

Tuberías y revestimiento para un pozo horizontal



Nota: Adaptado de: “All Consulting. (Norton Rose Fulbright)”

2.3.4. Realizar el Fracturamiento Hidráulico Multietapa

El siguiente paso en el proceso de Fracturamiento Hidráulico multietapa es perforar el revestimiento de producción en los puntos estratégicos a lo largo del pozo horizontal. Esto se realiza llevando por el agujero del pozo un dispositivo de perforación hacia la sección de destino conocido como “Casing Gun”, este dispositivo dispara electrónicamente pequeñas cargas a través del revestimiento creando pequeños agujeros en el revestimiento del pozo, que se extienden una corta distancia en la formación de la roca, para permitir en última instancia el bombeo de fluidos de Fracturamiento Hidráulico multietapa en la roca generadora. El dispositivo de perforación del revestimiento se extrae desde el agujero del pozo y esté está ahora listo para el fracturamiento, abriendo las fisuras en la formación de esquisto y liberar el crudo y gas atrapado.

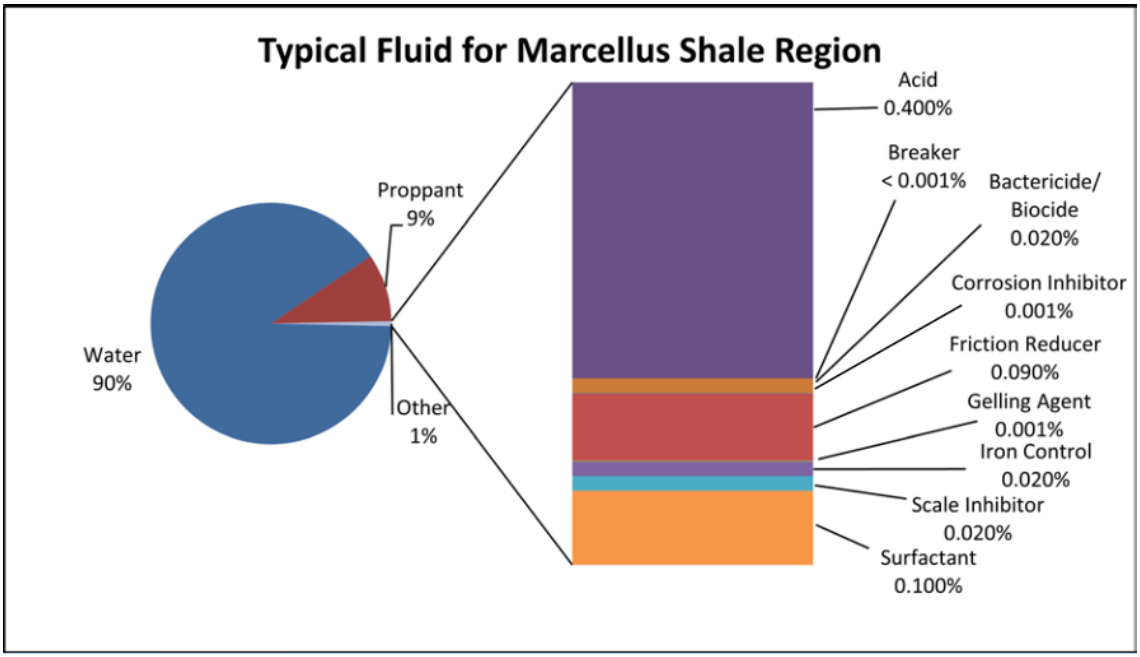
Durante este proceso se bombean a alta presión un fluido en base de agua con el objetivo de fracturar el área de la formación. Se selecciona el agua como fluido para realizar el Fracturamiento hidráulico multietapa en la roca debido a que es compatible con el fluido de

formación y compatible con la roca, es decir no debe generar ningún tipo de reacción (Barrios, 2015).

Para traer un ejemplo a contexto, en la Figura 5 se puede evidenciar la típica composición de los fluidos de fractura de la formación de Marcellus (New York - EEUU), la cual en su mayoría está conformada por agua, seguida por los agentes apuntalantes y por último una mezcla de aditivos químicos, que tienen como objetivo la generación y preservación de la fractura (Palish & Godwin, 2012).

Figura 5

Composición volumétrica de los fluidos de fracturamiento



Nota: Adaptado de: "Cooley Heather, Donnelly Kristina. "Hydraulic Fracturing and Water Resources: Separating the Frack from the Fiction", 2012"

El proceso de Fracturamiento Hidráulico multietapa generalmente crea una fractura radial que se extiende a lo lejos del pozo, conectando los pequeños poros y fracturas que existen en la roca y creando una vía para que fluyan los fluidos. El material apuntalante mantiene las fracturas

abiertas para que una vez que se ha reducido la presión, el líquido pueda fluir hacia el pozo horizontal y así puedan salir afuera del pozo vertical.

Se fractura en promedio 300 m (1.000 ft) del pozo por sección, por lo que cada pozo debe ser fracturado hidráulicamente en varias etapas, comenzando en el extremo más alejado del pozo. Se utilizan tapones mecánicos para aislar cada etapa de la fractura hidráulica y deben ser removidos para permitir el flujo cuando el Fracturamiento Hidráulico multietapa se haya completado (Corrie & Honer, 2012).

Después de la fractura las válvulas en la superficie del pozo se abren para permitir que el líquido (comúnmente conocida como agua de retorno o flowback water) fluya desde el fondo a la parte superior del pozo (Corrie & Honer, 2012).

2.3.5. Producción

Durante la producción, el gas que se recupera desde los diferentes pozos se envía a las tuberías superficiales, el aceite y salmuera que son transportados afuera por el líquido de retorno, se recogen generalmente en grandes tanques en el lugar y transportados fuera del sitio para sus posteriores tratamientos.

Debido a que la producción de gas shale a gran escala comenzó hace relativamente poco tiempo, el tiempo de vida de producción de los pozos de esquisto no se ha establecido plenamente. Se observa en general que los pozos de gas de esquisto experimentan más rápidos descensos de producción que los pozos convencionales. Después del período de producción inicial, el pozo puede ser limpiado y estimulado varias veces o cerrado. Una vez que un pozo ya no produce a una tasa económicamente rentable, la cabeza del pozo se retira finalmente y el pozo se rellena con cemento para evitar fugas de los fluidos del yacimiento en formaciones superficiales o en la misma superficie (Corrie & Honer, 2012).

SEGUNDO CAPITULO

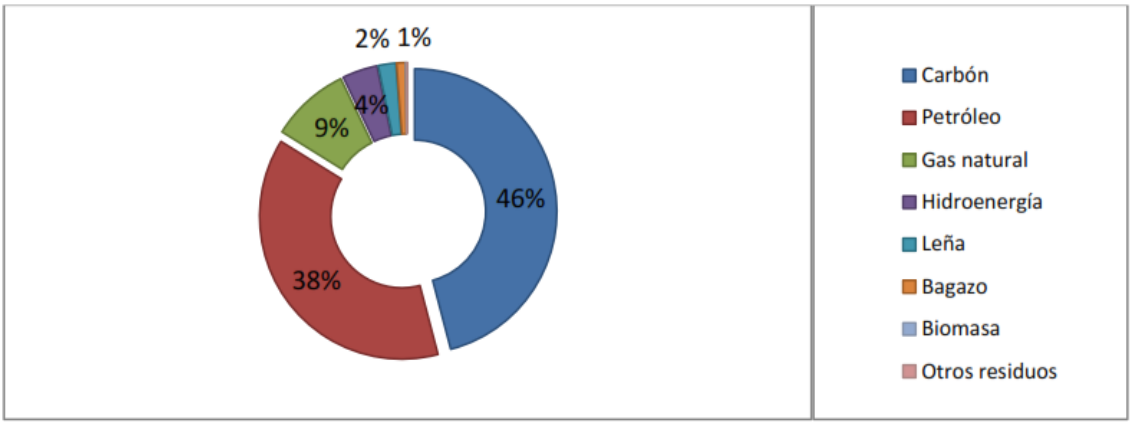
3. Estado energético actual

A medida que pasa el tiempo, el ser humano ha ido dependiendo cada vez más de los recursos energéticos. Para el hombre moderno, es indispensable poseer iluminación, calefacción, refrigeración, transporte. Esta dependencia energética, se ha convertido en un exceso, específicamente de combustibles fósiles ya que son los más producidos (Nieves & Hernandez, 2016), y sabemos que éstos son recursos no renovables.

Vivimos en una sociedad de consumo, que usa sus recursos para su mejor confort y cuanto más consume, "mejor". El 93% de la producción de energía proviene de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural). El 4% corresponde a hidro-energía y el 3% a biomasa y residuos (Figura 6). El 69% de la producción primaria de energía es exportada –principalmente carbón y petróleo– y el 31% está destinada a consumo doméstico. El 78% del consumo de fuentes primarias de energía es de combustibles fósiles y el 22% de energías renovables. El petróleo y el gas natural son usados por los sectores del transporte y la industria, así como para la generación de electricidad (Unidad de Planeacion Minero Energetico [UPME], 2015).

Figura 6

Producción de recursos energéticos 2015



Nota: Adaptado de: "UPME. (2015). Integración de las Energías Renovables No Convencionales en Colombia. Bogotá: UPME"

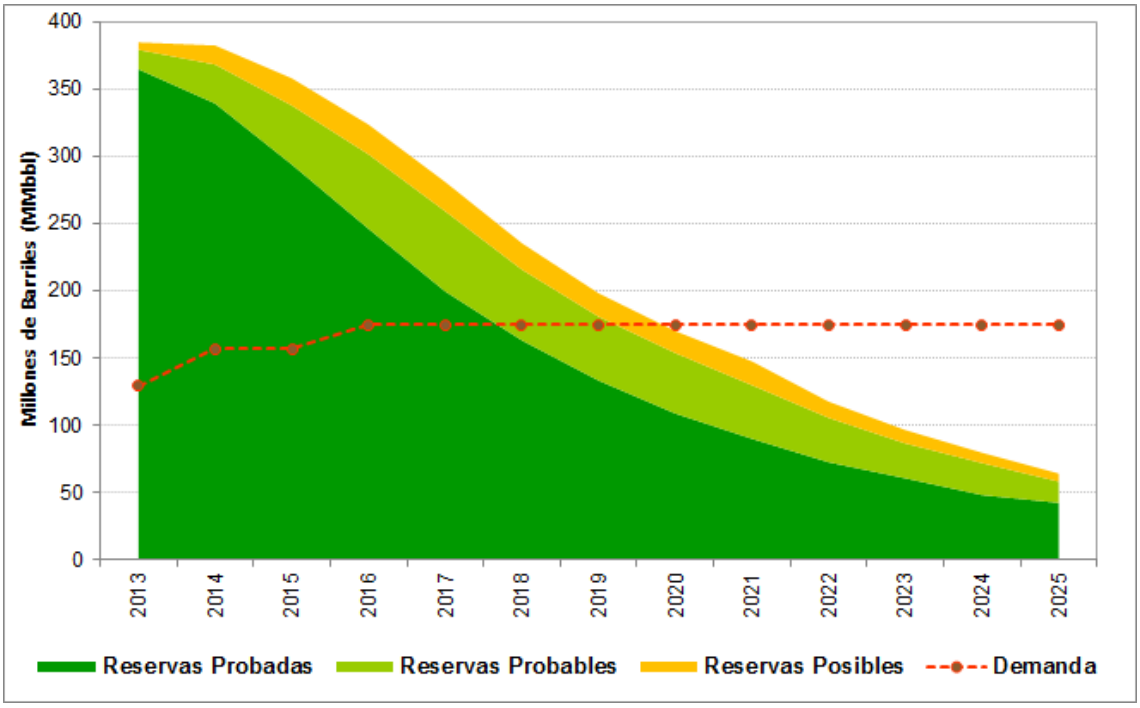
Es de entender que vivimos en una sociedad donde prima la energía de fuentes no renovables debido a que existe en abundancia, solo se debe buscar en lugares apropiados para obtener grandes recursos energéticos, por ende, la economía mundial lo mueve la industria energética, así que la sociedad depende grandemente de la oferta y demanda en que el recurso se pueda ofrecer y la facilidad de poder obtenerlo.

Según (Gomez, 2014), debido a la caída en los precios del petróleo desde 2014 y del carbón desde 2011, aunado a la reducción en la demanda global y a aspectos sociales, provocaría una depreciación del peso frente al dólar como resultado de la caída de las exportaciones y la inversión extranjera directa que es la situación actual que se está viviendo. Este aumento en el precio del dólar encarecería los créditos en moneda extranjera y ejercería presiones sobre la estabilidad del sistema financiero. Adicionalmente, señalan que con un precio de 60 dólares por barril la economía nacional colombiana enfrentaría un periodo recesivo, lo que significaría un retroceso en términos de indicadores sociales, en primer lugar, por una reducción en el nivel de empleo y en segunda instancia por una contracción en la oferta de crédito.

Ante esta situación, la incorporación de nuevas reservas gracias al éxito exploratorio prolongaría el periodo de autoabastecimiento y mitigaría parcialmente los efectos nocivos que tendría una baja en los precios internacionales. Sin embargo, es preciso reconocer que en Colombia no se han descubierto campos con capacidad de producción mayor a los 500 millones de barriles por más de dos décadas (Lloreda Mera, 2017). Por lo anterior, además de continuar con las tareas en materia de exploración, es de suma importancia diversificar la oferta de hidrocarburos, mediante la incorporación de hidrocarburos no convencionales. La UPME estima que, de continuar con las mismas tasas de crecimiento en la incorporación de reservas y la producción, la situación de autoabastecimiento se volvería insostenible a mediados del 2020 a menos que se cuente con descubrimientos importantes en esta década (Unidad de Planeacion Minero Energetico [UPME], 2015).

Figura 7

Autosuficiencia petrolera colombiana



Nota: Adaptado de: "UPME. (2015). Integración de las Energías Renovables No Convencionales en Colombia. Bogotá: UPME"

De esta manera, resulta conveniente continuar los esfuerzos para materializar el desarrollo de yacimientos no convencionales y campos costa afuera teniendo en cuenta el agotamiento de las reservas extraídas de manera convencional. Se podría continuar promoviendo medidas que motiven la inversión en estos campos, siguiendo los modelos ya planteados de descuentos a los aportes por regalías para la producción de no convencionales y la creación de zonas francas exclusivas para los servicios de la industria costa afuera.

Complementariamente, es oportuno crear canales de comunicación con las comunidades y la sociedad mediante los cuales se brinde asesoría y se realice una acción pedagógica con información clara y verídica sobre estos procesos de exploración y explotación y sus repercusiones. De esta manera se esperaría reducir y mitigar los efectos que la producción en estos

campos puede ocasionar gracias al impacto ambiental y social que generan (Gomez, 2014), es por esta razón que en esta monografía se detalla el proceso desde el montaje hasta la producción de los hidrocarburos en yacimientos no convencionales usando el fracturamiento hidráulico y el impacto ambiental que este podría ocasionar.

4. Impactos asociados a los procesos de producción

4.1. Alta demanda de agua

Uno de los impactos más significativos de la producción de hidrocarburos no convencionales es su alta demanda de agua para el completamiento del pozo.

La cantidad de agua que se utiliza para el completamiento en un pozo de hidrocarburos no convencionales varía en gran medida con la geología del yacimiento, la construcción del pozo, el tipo de fracturamiento y la fase del proceso. En Norte América, por ejemplo, un pozo requiere típicamente alrededor de 5 a 12 millones de galones de agua al comienzo del fracturamiento, fase en la que más se requiere este recurso, docenas de veces más que lo usado en perforación vertical convencional (International Energy Agency [IEA], 2012).

Los valores de consumo de agua reportados en la literatura presentan una gran variación, como se puede observar en la Tabla 1, oscilando entre 4542 y 75708 m3 por pozo. Las variaciones pueden ser explicadas por las diferencias tanto en profundidad como en distancia horizontal por recorrer, es decir, por las características propias de cada pozo (Rahm, 2011).

Tabla 1

Valores reportados por Autores con respecto al consumo de agua para desarrollar fracturamiento hidráulico

Autor	Año	Consumo recurso hídrico/pozo (m3)
Jackson	2014	7570 a 75708

Brantley et al.	2014	15142 a 18927
Vidic et al.	2013	7570 a 26498
Peduzzi & Harding	2013	7570 a 30283
Eaton	2013	7570 a 37854
Rivard et al.	2013	7500 a 15000
Freeman	2013	22712
Myres	2012	17034
Groat y Grimshaw	2012	15142 a 23091
Bocora	2012	18927
Weijjermars et al.	2011	4542,5 a 13249
D. Rahm y Jiang et al.	2011-2012	7570,8 a 18927
Harper2	2008	15141,6

Nota: Adaptado de: **(Charry-Ocampo & Perez, 2018)**

También se informa que un solo pozo de fracturamiento puede tener una extensión lateral entre 1 y 3 kilómetros y estar dividido en 20 secciones de unos 100 metros cada una, tal como el pozo típico en las cuencas de Barnett, Marcellus o Fayetteville que se requiere entre 8.000 a 80.000 m3 (2 a 20 millones de galones) de agua (Jackson, y otros, 2014). Comparado con el uso para agricultura y termoeléctricas, en algunas regiones el uso es muy inferior. El Eagle Ford shale in South Texas, utiliza 12 millones de galones por pozo y se encuentra en un Estado que es particularmente afectado por sequías. En contraste, el promedio de consumo anual de agua residencial es de 127,400 galones, lo cual significa que con el agua de un pozo se suplen las necesidades de 94 hogares en un año (Breitling Oil and Gas, 2012). En Texas, la cantidad de agua usada en fracturamiento hidráulico anualmente es aproximadamente el 1% del total del uso del agua (Jackson, y otros, 2014). En algunos condados de Barnett, el uso total del agua superficial y

subterránea era entre el 10 y 30%. El uso total durante los picos de extracción puede llegar al 40 y 135% del uso en los yacimientos de Barnett, Haynesville o Eagle Ford.

Según el Servicio Geológico de Estados Unidos se consumen aproximadamente 1,30×10^6 millones m3 anuales de agua dulce en este país, de los cuales los mayores porcentajes de consumo corresponden a la industria termoeléctrica y al riego (Dieter & Maupin, 2018). Luego el consumo de una explotación como Marcellus de ± 25 millones de metros cúbicos/año y el de Barnnet con 30 millones de m3/año para 1500 pozos de extracción no parecería ser significativo; sin embargo, el crecimiento desmedido de pozos puede poner en riesgo la sostenibilidad del recurso hídrico (Nicot & Bridget, 2012). Esto es particularmente considerable en regiones donde la oferta hídrica es limitada y donde existe competencia con el suministro de agua potable.

Estas grandes cantidades de agua que se requieren implican un alto riesgo para las reservas de aguas subterráneas y superficiales donde este recurso es escaso. Adicionalmente, los niveles de extracción de agua para uso de fracturamiento hidráulico ponen en peligro la vida silvestre (Goldman, y otros, 2013). De allí la importancia de tener en cuenta la Estacionalidad para los procesos de inyección, pues este indicador permite determinar la disponibilidad de agua para los proyectos de manera que no afecten el suministro humano, ni los requerimientos de la industria agropecuaria ni la flora y fauna del lugar.

Algunos de los retos en cuanto a los impactos de la explotación de gas shale en el contexto colombiano están asociados también al desarrollo de modelos hidrogeológicos conceptuales que soporten la evaluación del riesgo de contaminación y contribuyan en la reducción de la vulnerabilidad del recurso hídrico (Charry-Ocampo & Perez, 2018), ya que sabemos que existen aguas subterráneas pero es difícil saber dónde, debido a esto se utiliza la geología del suelo para conocer la probabilidad de que en algún sitio exista agua subterránea.

4.2. Contaminación de aguas subterráneas

Las aguas subterráneas pueden contaminarse en caso de fugas, debido al mal diseño o cementación del pozo, por fracturas inducidas que no son controladas o a causa de fallas ya existentes de pozos abandonados.

Si bien las operaciones de fracturamiento hidráulico ocurren a profundidades superiores a los 1.000 metros, es preciso tener en cuenta que los acuíferos que se encuentran a menor profundidad deben ser perforados para llegar a los estratos más profundos donde se encuentra el yacimiento (Gordalla & Frimmel, 2013). Entre el 50 y el 95% del fluido inyectado en el uso del fracturamiento hidráulico no llega a la superficie como flujo de retorno (flowback) pues es absorbido por las formaciones rocosas subterráneas (King, 2012). La profundidad y las distancias entre acuífero y plano de producción también son factores que determinan el grado de contaminación, pero estos varían según configuraciones geológicas de cada lugar.

Se han documentado varios casos de contaminación de acuíferos por fluidos del fracturamiento hidráulico y gases incluyendo metano y compuestos orgánicos volátiles en proximidades de los pozos de explotación de shale gas y crudo. Entre las causas más importantes están la construcción de los pozos con valores que están por debajo de los estándares y las fallas en los pozos que producen fugas, migraciones de gas y derrames contaminando el acuífero. Estudios realizados en Pennsylvania, sugieren, que el 3% de los pozos están construidos inadecuadamente poniendo en riesgo de contaminación el agua con metano (Vandenbossche & Brantley, 2013).

Existen diferentes causas para que ocurra la contaminación en sitios de producción, esto depende también de las diferentes estructuras geológicas del sitio que pueden producir migraciones de gases y líquidos a través de estructuras permeables sin que requieran intervención humana, y

también de las técnicas de extracción y de sellamiento de pozos y fallas en las piscinas o tanques de almacenamiento (Vandenbossche & Brantley, 2013).

Existen pocas fuentes que proporcionen una evaluación de riesgos clasificados en este tema. No existen suficientes datos adecuados, datos completos y totalmente cuantificados, por ello subsisten las incertidumbres en lo que respecta a la magnitud y la probabilidad asociada al riesgo derivado de la fracturación hidráulica (Blanco & Lago, 2018).

4.3. Contaminación por aguas de producción y aguas de retorno

Las aguas residuales que retornan a superficie después del tratamiento de fracturamiento hidráulico se clasifican en fluido de retorno y aguas de producción, estas pueden tardar diferentes periodos de tiempo (días, semanas o más) en volver a superficie (AEA Tecnology plc, 2012). El fluido de retorno se compone principalmente del fluido fracturante que vuelve a superficie y que es inicialmente recuperado después de la estimulación hidráulica, mientras que las aguas de producción son aquellas que se generan de manera natural en la formación productiva y suben a superficie una vez el pozo o arreglo de pozos están en la etapa de producción (API Guidance document HF2, 2010) (US Environmental Protection Agency, 2012).

Entrando más en detalle sobre las aguas de producción, éstas son en su mayoría una mezcla de fluidos de múltiples horizontes o estratos que han migrado diferentes distancias, a través de la formación geológica en el tiempo (U.S. Geological Survey, 2002). Además, son comúnmente abundantes en las formaciones productivas de petróleo y gas, por lo cual su composición es de suma importancia para la industria de los hidrocarburos. Dado que permite entender las reservas de petróleo; determinar la necesidad de aditivos químicos; afecta el diseño de los sistemas de manejo y tratamiento; y limita el destino de su uso o disposición (U.S. Geological Survey, 2002). Las características de estas aguas dependen de la naturaleza de la formación productiva, química

de los hidrocarburos y el agua (in-situ e inyectada), reacciones geoquímicas entre el fluido y la roca, condiciones operacionales, tipo de producción y de los aditivos químicos requeridos (SPE International Production and Operations, 2011) (Razi, 2009). Vale la pena decir que los tres primeros aspectos anteriormente mencionados varían en el tiempo dentro y dependiendo de la formación geológica en particular (Suarez, 2013).

La composición de las aguas de producción es cualitativamente similar en las operaciones de producción de petróleo y gas. Sin embargo, en los Yacimientos no convencionales hay mayor presencia de Material Radioactivo de Origen Natural ("NORM" por sus siglas en inglés). A continuación, se presentan de manera global los principales constituyentes y la descripción de estos (Razi, 2009):

- Compuestos disueltos y dispersos de petróleo: en su mayoría son BETEX[1], hidrocarburos poli aromáticos (PAH's), naftalina, fenoles, dibenziotofeno y fenantreno. Como no todo se disuelve la otra porción es petróleo disperso. Las cantidades de sólidos disueltos y suspendidos depende de la composición del petróleo, pH, salinidad, temperatura, radio petróleo–agua y del tipo y cantidad de componentes estabilizadores (asfaltenos, sólidos finos, etc.).
- Minerales disueltos de la formación: incluye aniones como Cl^-, ${SO_4}^{2-}$, ${CO_3}^{2-}$, HCO^3 y cationes como Na^+, K^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}, Ba^{2+}, Sr^{2+}, Fe^{2+}. Estos afectan la química de las aguas de producción y la salinidad. También se encuentran metales pesados como cadmio, cromo, plomo, mercurio, níquel, plata y zinc. Así mismo, los NORM también están presentes, el sulfato de bario junto con el $radio^{226}$ y $radio^{228}$ son los más abundantes en las aguas de producción.

[1] *BTEX: abreviatura para el Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno, algunos de los hidrocarburos presentes en el petróleo.*

- Aditivos químicos que son utilizados para tratar o prevenir problemas operacionales en la producción de hidrocarburos. Dentro de estos se encuentran inhibidores de corrosión, biocidas, agentes anti espuma, entre otros.
- Sólidos del proceso productivo que se presentan en una gran variedad en la formación geológica, productos derivados de la corrosión del pozo, bacterias, ceras y asfaltenos. Debido a la gran cantidad de sustancias tóxicas en las aguas de producción pocos microorganismos pueden sobrevivir, sin embargo, se ha visto que la gran mayoría de estos son bacterias aeróbicas Gram-Positivas.
- Gases disueltos: los gases más comunes son CO_2, O_2 y H_2S.

Específicamente para la producción en yacimientos no convencionales, la composición de las aguas de producción contiene principalmente altos contenidos de Sólidos Disueltos Totales (TDS por sus siglas en inglés), metales pesados y NORM (SPE International Production and Operations, 2011). Un estudio del (U.S. Geological Survey, 2002) sobre el contenido de radio en las aguas de producción en la formación geológica de Los Apalaches, donde se encuentra el campo Marcellus reconocido por la producción de gas de forma no convencional, confirma la relación lineal entre el $radio^{226}$ y la salinidad (U.S. Geological Survey, 2002). También muestra que la salinidad en las aguas de producción de las formaciones geológicas es reducida por la inyección de fluidos en los tratamientos de fracturamiento hidráulico.

Los niveles de concentración de TDS en las diferentes cuencas petrolíferas y gasíferas de EE. UU (Las grandes planicies, La Meseta de Colorado y la de California) son altos, pero específicamente en Los Apalaches las concentraciones son mayores (>100,000 mg/L), lo cual hace bastante difícil el manejo y tratamiento de estas salmueras. Se estima que cerca de 1 a 2 m3 /día de aguas de producción se generan en un pozo (Rahm B. , 2013). Como se mencionó previamente

estas aguas contienen aniones y cationes, los más representativos para yacimientos no convencionales son calcio, magnesio, sodio, bicarbonato, cloruro y sulfato.

Otro de los contaminantes de interés es el bromuro, puesto que las aguas de producción en la extracción tanto de petróleo y gas convencional como no convencional tienen concentraciones elevadas de este (1 g/L) (Mei Sun, 2013). Se asocia más a las actividades de producción de yacimientos convencionales (Hladika, 2013). Vale la pena mencionar que el bromuro es un precursor importante en la formación de varios subproductos desinfectantes tóxicos y que su tratamiento puede conllevar a la mayor formación de estos, lo cual es una amenaza para la salud pública (Hladika, 2013).

Pasando al fluido de retorno, grandes volúmenes de fluido fracturante (10,000 y 30,000 m3) son inyectados durante los tratamientos de fracturamiento hidráulico para desarrollo de yacimientos no convencionales, de los cuales entre el 10 y 30% del volumen inyectado retorna a la superficie como fluido de retorno (Millera, 2013). El volumen requerido es mayor para los pozos perforados horizontalmente en comparación con los que se hacen de manera vertical. En los primeros se estima que se utilizan entre 3 y 4 millones de galones de fluido, mientras que los segundos utilizan hasta 1 millón de galones (Hayes, 2009) (Millera, 2013). Este fluido típicamente contiene diferentes componentes químicos que originalmente pueden ser de los aditivos que componen el fluido de fracturamiento o de sustancias que naturalmente se encuentran en los yacimientos como son el Radio 226. También contiene altas concentraciones de sales (10,000 – 30,000 mg/L TDS), metales, NORM (uranio, torio, radio y radón) y componentes orgánicos (Society of Petroleum Engineers, 2012) (Rahm B. , 2013). Metales como el bario, hierro, estroncio y sulfatos están presentes en el fluido de retorno. Estos componentes pueden a través de tratamiento ser precipitados de manera que el residuo sólido sea tratado para su disposición final. Las

instalaciones en donde se realice la disposición de este fluido deben contar con un programa de monitoreo de radioactividad (Vandenbossche & Brantley, 2013).

Se ha visto que a medida que pasa el tiempo después de que se haya estimulado el pozo o arreglo de pozos los TDS aumentan, muy probablemente por un mayor tiempo de contacto del fluido con la formación productiva (Hayes, 2009). Los fluidos que no retornan a la superficie se quedan dentro de los poros pequeños y son adsorbidos por la formación, a no ser que la presión del gas producido los desplace (Society of Petroleum Engineers, 2012). Al parecer estos quedan en la roca actuando como propantes en las fisuras más pequeñas donde son atrapados por fuerzas capilares naturales. A continuación, se presenta la caracterización típica del fluido de retorno de la cuenca de Barnett y Marcellus, EE. UU (Tabla 2)

Tabla 2

Principales constituyentes del fluido de retorno en Barnett (Texas) y Marcellus (Pennsylvania), EE.UU.

Parámetro	**Barnett (5 locaciones)**		**Marcellus (19 locaciones)**	
	Rango	**Mediana**	**Rango**	**Mediana**
pH	6.6 – 8.0	7.1	5.8 – 7.2	6.6
Solidos disueltos Totales (mg/L)	23600 – 98900	36100	38500 – 238000	67300
Alcalinidad (mg/L CaCO3)	238 – 1630	610	48.8 – 327	138
Solidos suspendidos Totales (mg/L)	36.8 – 253	133	10.8 – 3220	99
Carbón orgánico Total (mg/L)	9.5 – 99.1	18.1	3.7 – 323	62.8
Demanda bioquímica de oxígeno (mg/L)	92.6 – 1480	319	6.2 – 1950	138
Cloruro (mg/L)	16500 – 72400	22200	26400 – 148000	41850
Bicarbonato (mg/L CaCO3)	145 – 994	372	29.8 – 162	74
Sulfatos (mg/L)	145 – 1300	1080	<0.031 – 106	25.9
Calcio (mg/L)	454 – 6680	1020	1440 – 23500	4950
Bario (mg/L)	1.5 – 16.8	2.11	21.4 – 13.900	686

Hierro (mg/L)	11.8 – 76.7	17.8	10.8 – 180	39
Sodio (mg/L)	7420 – 25300	15500	10700 – 65100	18000
Magnesio (mg/L)	75.3 – 757	156	135 – 1550	559

Nota: Adaptado de: **(Charry-Ocampo & Perez, 2018)**

La tabla presenta los principales constituyentes del fluido de retorno de muestras recolectadas en Barnett y Marcellus, EE. UU, de los tratamientos de fracturamiento hidráulico. Específicamente, en Barnett se tomaron muestras en 5 locaciones y en Marcellus 19 (Millera, 2013).

La contaminación debida a las fracturas naturales o producida por el hombre puede ser más o menos alta según la configuración geológica y prácticas de perforación. La contaminación puede darse por fugas y derrames, por la migración de fluidos del fracturamiento hidráulico en los pozos abandonados, por fallas en el taponamiento, filtraciones en las piscinas o tanques de almacenamiento de fluidos de retorno o aguas de producción o inadecuado tratamiento antes de la disposición (Vandenbossche & Brantley, 2013). También pueden migrar estos fluidos de fracturamiento hidráulico a través de grietas naturales (Myers, 2012).

Cabe resaltar que la contaminación por solidos disueltos puede variar grandemente según el lecho o tipo de roca, donde según Ceron & Walls (2013) la formación La Luna, Catatumbo y la formación Gacheta poseen similitudes en calidad y tipo de roca con algunas formaciones ya estudiadas en Norte América como Middle Wolfcamp, Lower Eagle Ford y Fayetteville las cuales se comparan a continuación:

Tabla 3

Comparación de calidad de roca entre la formación Gacheta en los Llanos, La luna en el valle de magdalena medio y Catatumbo basados en formaciones del Norte América

Promedio	*La Luna*	*La Luna Fm Catatumbo*	*Llanos Gacheta*	*Middle Wolfcamp*	*Lower Eagle Ford*	*Fayetteville*

Rango de profundidad (Ft)	2742-12405	4057-8310	5928-10876	5600-11000	3800-13000	2100-7700
Porosidad (%)	6,3	4,8	5,1	6,4	7,3	4,3
Porosidad Orgánica (% de porosidad total)	47%	71%	51%	60%	67%	80%
Material orgánico Solido (Vol. %)	7,7	8,1	4,7	7,0	5,2	9,6
Porosidad en material orgánico	29%	20%	27%	22%	39%	23%
Permeabilidad (k)	920	733	982	200	730	120
Maduración (Ro), tipo de Kerogeno	0,6-1,0	0,6-2,0	0,5-0,8	0,7-1,0	0,8 -1,6	1,2-1,5
Tipo de Hidrocarburo	Mayoritariamente Aceite	Mayoritariamente condensado	Condensado a Gas	Aceite condensado	Aceite a gas seco	Gas seco

Nota: Adaptado de: Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, Bogotá, Colombia "Characterizing Unconventional Resource Potential in Colombia; a Digital Rock Physics Project", 2014.

La formación la Luna desde el punto de vista estratigráfico es la primera con mayor potencial de recursos no convencionales del Valle del Magdalena Medio. El hidrocarburo presente es predominantemente condensado en la parte central y norte de la cuenca, posee gas en la parte sur y aceite en menor proporción en los sectores Este y Oeste en la parte central. La formación Gacheta es la siguiente con mayor potencial de recursos no convencionales en la cuenca de los llanos.

Según datos bibliográficos en Ohio y Texas en un período de 25 años se reportaron 185 casos de contaminación, fundamentalmente por piscinas de descarga y fallas en la integridad del pozo. Ohio tiene aproximadamente 60.000 pozos en producción, con una tasa de incidentes de cerca de 0.1%, y Texas con 211 incidentes, 0.02%. Otro importante caso en investigación se dio Pavillion, yoming donde investigadores de EPA encontraron benceno cancerígeno en cantidades 50 veces superiores a los niveles seguros en aguas subterráneas, así como contaminantes como el tolueno y 2 Butoxyethanol, un solvente común en los fluidos de fracturamiento hidráulico. Una

investigación de 100 pozos de agua potable en Barnett shale encontró altos niveles de arsénico, selenio, estroncio y solidos disueltos en pozos a menos de 3 km de pozos de gas (Fontenot, y otros, 2014). Otro estudio reveló que componentes con potencial de alterar sistema endocrino estaban por encima de los niveles de tolerancia en el oeste de Colorado (Jackson, y otros, 2014).

Otro escenario de contaminación se presenta cuando una fractura hidráulica se conecta accidentalmente con una fractura natural, un pozo abandonado u otro conducto subterráneo permitiendo la migración hacia arriba de fluidos. Estudios realizados en la región de Marcellus en Pennsylvania evidenciaron contaminación del agua por gas (Gas Migration) en algunas residencias y concluyeron que hay más posibilidades de contaminación por pozos abandonados con deficiente revestimiento que por conexión de fracturas.

4.4. Actividades de Perforación

Toda actividad de perforación en el planeta implica un riesgo potencial de que líquidos y gases atrapados en la corteza lleguen a la superficie (Vengosh, y otros, 2014). Una explotación con condiciones subóptimas de integridad de los pozos supone un alto riesgo para la salud, el medio ambiente y eleva los costos. Fluidos de gas o líquidos pueden escapar a través de grietas o defectos del revestimiento por sellamientos defectuosos, juntas o del cemento. La acumulación de presión dentro del pozo puede producir también fugas en el medio ambiente. También puede ocurrir en las tuberías de transporte superficial donde los fluidos pueden llegar fácilmente a aguas superficiales o a la atmósfera (Naranjo, 2016).

Una de las principales preocupaciones expresada por la opinión pública, reguladores y academia es la posible migración del fluido de retorno, aguas de producción y gases fugitivos (biogénicos, como el metano, y termogénicos) hacia los acuíferos más superficiales. A través de la expansión por fracturas naturales, aquellas que son creadas en los tratamientos de fracturamiento

hidráulico y/o inyección de aguas residuales en pozos de disposición (Davies, 2012). Debido a que las aguas residuales (fluido de retorno y aguas de producción) de fracturamiento hidráulico contienen elevadas concentraciones de sales (caso de EE.UU), metales pesados y elementos tóxicos (ej. Bromo, Bario) y radioactivos (Vengosh, Avner, 2013) y en caso de que llegasen a fuentes de agua sin un previo y adecuado tratamiento representarían un peligro inminente para la salud pública y el medio ambiente.

Para comenzar, la propagación de fracturas hidráulicas sucede cuando la presión del fluido excede la menor tensión principal y resistencia a la tracción o rotura de la formación (Suarez, 2013). Existen diferentes tipos de fracturas hidráulicas naturales entre las que se encuentran las inyectitas de arena, venas, grietas de carbón, fracturas de roca ("joints"), los diques ígneos y las chimeneas (también llamadas tuberías) (Davies, 2012). Éste último tipo de fracturas naturales no tienen un origen muy claro, pero probablemente se formaron debido a la presurización crítica de acuíferos y de las acumulaciones de petróleo y gas (Davies, 2012). Un mecanismo que contribuye al desarrollo de éstas es la expansión durante la advección del fluido a través de la formación. Richard J. Davies (2012) reportó que la mayoría de fracturas naturales registradas en su estudio se extienden en un rango de 200 a 400 m y muy pocas se propagan más de 700 m.

En relación a las fracturas creadas a través de fracturamiento hidráulico, éstas se crean en dirección perpendicular al revestimiento de producción, se ramifican y propagan varios cientos de metros (Society of Petroleum Engineers, 2012). Los registros de la longitud de propagación de fracturas de los campos de yacimientos no convencionales más importantes de EE. UU (Marcellus, Niobara, Barnett, Woodford y Eagle Ford) muestran que la mayoría de fracturas crecen menos de 100 m (Davies, 2012). Aquellas que crecieron una mayor longitud probablemente se interceptaron con fallas naturales existentes que aumentaron su extensión de propagación. Las máximas

propagaciones registradas fueron en las cuencas de Marcellus y Barnett con longitudes de 536 y 588 m, respectivamente, pero estas fueron extremadamente raras. Haciendo referencia a las fracturas creadas por la inyección de aguas residuales, éstas son creadas sin intención debido principalmente a que las aguas son inyectadas a tasas lo suficientemente altas para generar presión de poro, la cual excede la presión requerida para fracturamiento hidráulico (Davies, 2012). Este fenómeno también puede ocurrir cuando hay explosiones subterráneas.

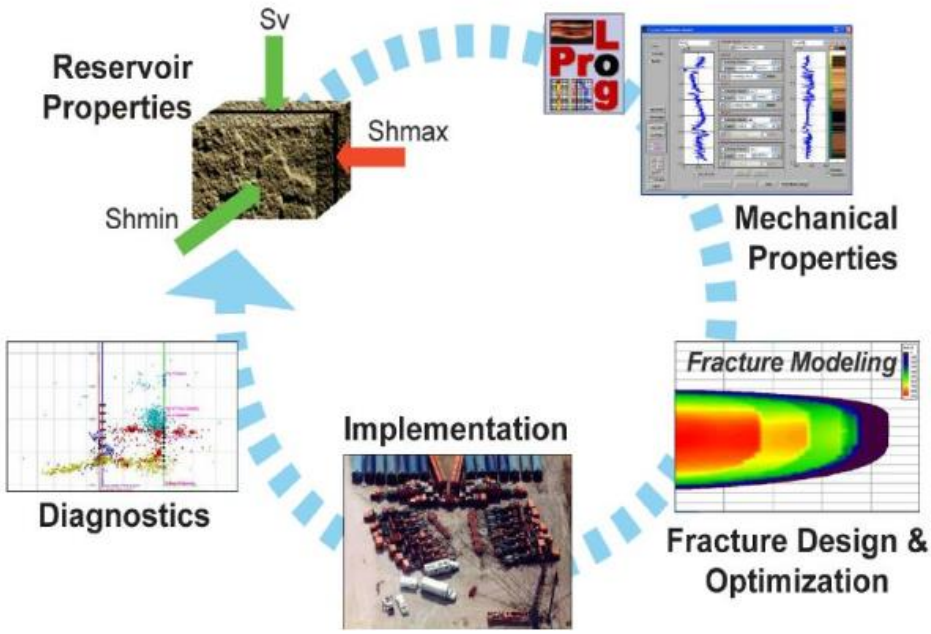
El crecimiento de las fracturas es controlado principalmente por dos mecanismos: naturalmente por la litología de la formación geológica y por el diseño de ingeniería de los tratamientos de fracturamiento hidráulico (Davies, 2012). El primero, hace referencia a que los estratos litológicos proveen barreras naturales para la propagación de las fracturas porque proporcionan una mayor tensión de confinamiento o una menor permeabilidad. Usualmente crecen cientos de pies hasta que se encuentran con una formación rocosa o de diferente estructura, textura o fuerza que detiene la propagación de la fractura (SPE International Production and Operations, 2011). El segundo, se relaciona con las variables operacionales durante la estimulación hidráulica como: tiempo de bombeo, tasa inyección, presión, volumen y temperatura del fluido, entre otros. Otro control es la perdida de fluido fracturante (“leakoff”) a medida que el área de contacto entre este y las fracturas de la formación aumenta (Society of Petroleum Engineers, 2012). Esto sumado al momento cuando se llega a la tasa máxima de inyección, genera que el fluido no siga expandiéndose y consecuentemente propagando las fracturas creadas.

Adicionalmente, las fracturas son monitoreadas en su crecimiento de altura, ancho y dirección de fracturamiento, a través del uso de técnicas de micro sísmica, tilmómetros, trazadores, logs de producción, fibra óptica (sonido, temperatura, presión), entre otros (Society of Petroleum Engineers, 2012). Específicamente, los trazadores y logs de producción optimizan el diseño de

fracturamiento, identifican los lugares de fracturas de mejor manera y ayudan a reducir los volúmenes de fluido a inyectar. La modelación de tratamientos de fracturamiento hidráulico junto con la medición micro sísmica, son herramientas muy importantes para estimar la distancia mínima de separación entre la formación productiva y los acuíferos superficiales para la instalación del revestimiento y cementación de los pozos. Así como para establecer una línea base sísmica robusta. Por lo general, el monitoreo micro sísmico es descontinuado después de que el primer o segundo pozo son operados. Pero en algunas áreas donde se llevan a cabo numerosas operaciones de fracturamiento y no se han presentado incidentes no se utilizan por completo (Society of Petroleum Engineers, 2012). En la Figura 8 se muestra un esquema típico para la modelación de un trabajo de fracturamiento hidráulico.

Figura 8

Aproximación típica para modelar un trabajo de fracturamiento hidráulico



Nota: Esta consiste principalmente en las siguientes etapas: estudio de las propiedades de la formación, estudio de las propiedades mecánicas de la formación, diseño de fracturamiento y optimización, implementación y diagnóstico. Adaptado de:(Exxonmobil, 2012).

A pesar de la preocupación pública sobre la propagación de las fracturas y la contaminación de fuentes de agua subterráneas, existe fuerte evidencia técnica demostrando que inclusive las fracturas con mayor extensión de propagación están miles de pies por debajo de la profundidad de las aguas subterráneas más profundas. Este hecho hace que no sea posible la contaminación de acuíferos por medio de las fracturas creadas por estimulación hidráulica (Suarez, 2013). La evidencia proviene de los registros micro sísmicos históricos de los campos de Barnett (Figura 9) y Marcellus (Figura 10). Adicionalmente, varios estudios han concluido que la migración de fluidos hacia acuíferos superficiales a través de las fracturas creadas por fracturamiento hidráulico no es un mecanismo muy probable (Davies, 2012). En cambio, las fugas de gases biogénicos o termogénicos debido a un inadecuado revestimiento del pozo se han identificado como más probable junto con la migración natural de metano hacia acuíferos y la superficie (Vengosh, Avner, 2013).

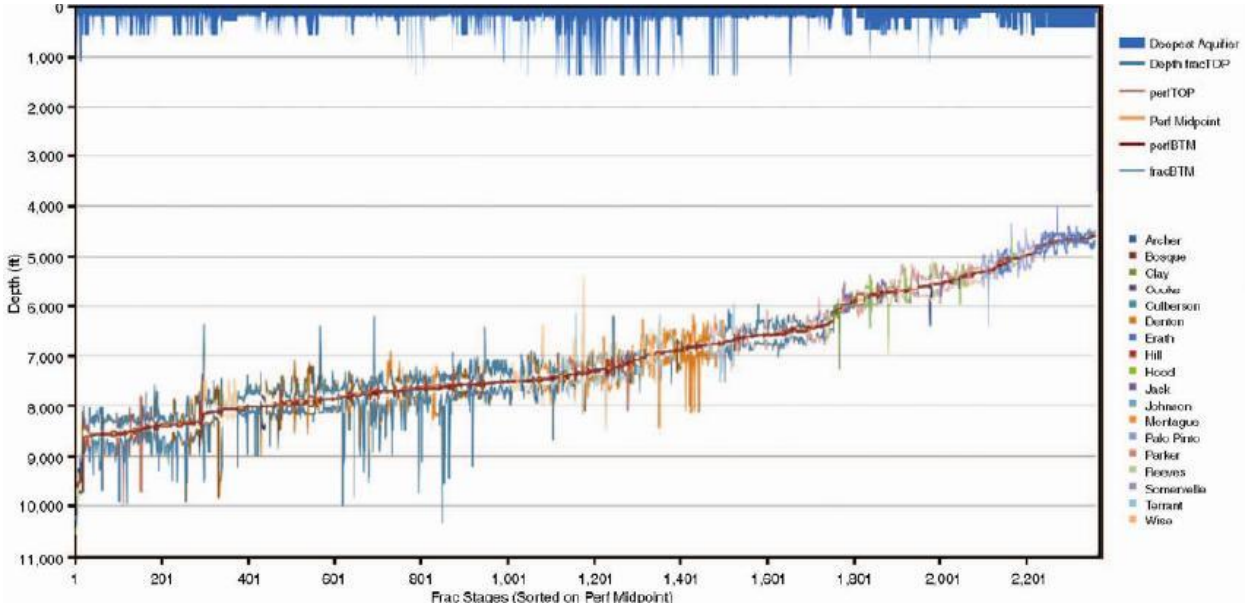
No obstante, también se han identificado riesgos potenciales y evidencia de contaminación de fuentes de agua superficiales y subterráneas causadas por la perforación y fracturamiento de gas de esquisto en algunos campos de EE. UU (Vengosh, Avner, 2013). A través de implementación de trazadores geoquímicos integrados con isotopos de oxígeno, hidrogeno, estroncio, radio y boro en los pozos de captación subterránea (< 1 Km) cercanos a las operaciones de fracturamiento hidráulico y en los afluentes donde se vierten las aguas residuales tratadas del proceso. Se encontraron concentraciones elevadas de metano termogénico en los pozos de captación, debido probablemente a fugas por medio de una inadecuada cementación del revestimiento del pozo o por el espacio anular de las formaciones intermedias. Ahora, en los cuerpos de agua superficial se halló rastros de agua altamente salina (TDS hasta de 100,000 mg/L)

y con radioactividad, a pesar de que las aguas residuales hayan pasado por facilidades de tratamiento previo a su descarga.

En la Figura 9 se encuentran registros micro sísmicos muestran todos los tratamientos de fracturamiento desde el 2001. Las profundidades de perforación se ilustran en color rojo para cada una de las etapas, junto con los límites de las fracturas en líneas de colores correspondientes a cada uno de los condados donde ocurrió la medición. Los pozos de captación de agua subterránea más profundos se muestran en las barras azules de la parte superior de esta Figura. Como se puede ver, ninguna de las profundidades de fractura registradas alcanza a llegar a los acuíferos, lo cual demuestra que las fracturas creadas por fracturamiento hidráulico no crecen hasta las fuentes de aguas subterráneas las profundas y por lo tanto no las contaminan.

Figura 9

Etapas de fracturamiento Vs. Profundidad (m) para la exploración y producción de gas de esquisto en el campo Barnett, EE.UU.



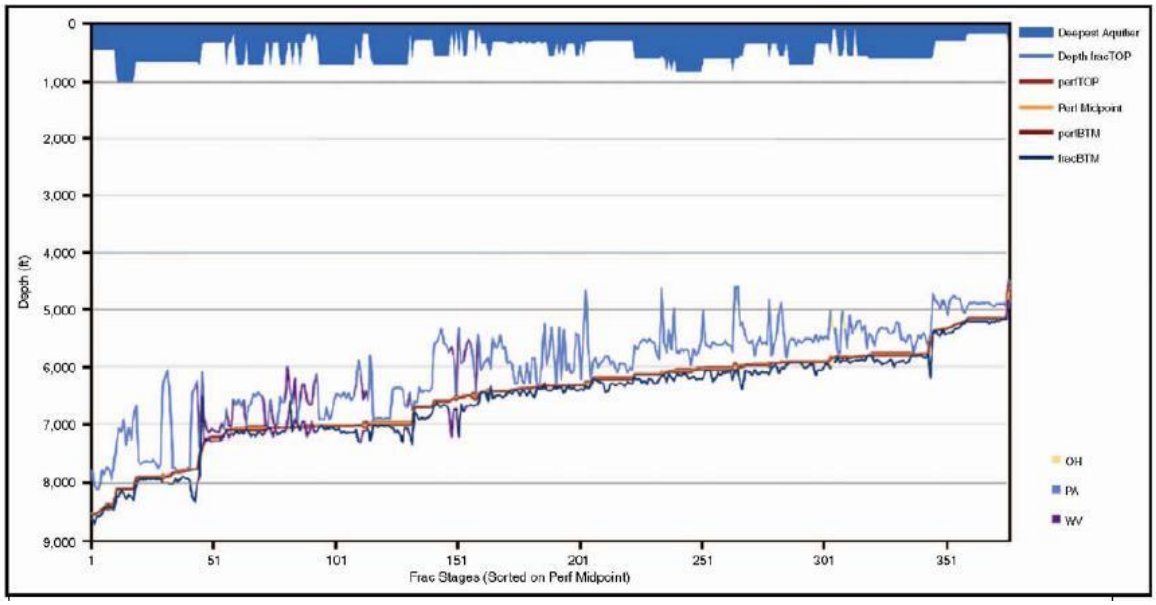
Nota: Adaptado de: (Society of Petroleum Engineers, 2012)

En la Figura 10 se muestran cerca de 400 etapas de fracturamiento, la profundidad registrada de las fracturas para cada estado. Los pozos de captación de agua subterránea más

profundos se muestran en las barras azules de la parte superior de esta Figura. Los resultados muestran que las fracturas creadas por fracturamiento hidráulico están confinadas verticalmente y que las fracturas más profundas siguen estando miles de pies por debajo de los acuíferos inclusive en su punto más cercano de aproximación.

Figura 10

Etapas de fracturamiento Vs. Profundidad (m) para la exploración y producción de gas de esquisto en el campo Marcellus, EE.UU.



Nota: Adaptado de: (Society of Petroleum Engineers, 2012).

4.5. Afectaciones en el Aire

La extracción de recursos fósiles de formaciones de baja permeabilidad es un proceso industrial que emite contaminantes de aire en cada etapa de producción. Los hidrocarburos no convencionales requieren mayor densidad de pozos, (un pozo por cada diez hectáreas) y perforación continua para mantener los niveles de producción debido al rápido decline de la producción de gas en el tiempo. Puesto que la producción se extiende por décadas en una región, los efectos contaminantes en el aire siguen ese patrón.

Desde la etapa de preparación del sitio, la construcción de plataformas, montaje de la red de tuberías de conducción, de las estaciones de compresión y las de procesamiento hay contaminación. La construcción de instalaciones, vías, limpieza de las plataformas, y la actividad de perforación generan CO_2, Material Particulado (PM) y óxidos de Nitrógeno (NOx) de vehículos y equipos Diésel usados para inyección de agua, sal y químicos durante el proceso de fracturamiento hidráulico. En ocasiones los flujos de retorno son almacenados en piscinas abiertas permitiendo que el metano y compuestos orgánicos volátiles (Volatile Organic Compounds, VOCs) contaminen el aire.

Durante el proceso de producción y procesamiento (deshidratación y separación), se pueden dar fugas de gas o vapores. La combustión de gas (Flaring) que se realiza en algunos lugares por razones de seguridad, es contaminante, también las emisiones por combustión incompleta[2] (International Association of Oil & Gas Producers., 2000). Además de metano GHG (Green House Gas) y VOCs también se encuentran benceno, conocido por sus efectos cancerígenos y contaminantes como el tolueno y H2S.

En Pennsylvania, se evidenció que fueron los equipos de las estaciones de compresión los que contribuyeron mayormente a la contaminación del aire (más de 80% de VOCs, 50% de NOx, 60% de PM y 60% de SO2). En la cuenca de Denver, 6000 tanques de condensación y almacenamiento de gas y petróleo contribuyeron cerca del 70% del total de emisiones VOC de la región muy a pesar de las estrictas condiciones de control del estado.

Las emisiones totales de metano según la EPA están estimadas entre el 0.2% y el 1.5% de la producción bruta de gas natural. Los estudios atmosféricos han encontrado fugas estimadas entre los 15.000 y 55.000 kg de CH4 por hora liberados a la atmósfera en la cuenca de Uinta (Utah,

[2] *El grado de eficiencia alcanzado en la combustión de gas por el método de flaring se estima entre el 90 y 98%.*

Estados Unidos), equivalente al 6.2 - 11.7% del gas natural producido en la región. En esta cuenca, el estimativo de las emisiones de metano entre el pozo y el usuario es del 1.4%.

Para evaluar los impactos en el aire de las emisiones de la extracción local y de aquellas dispersadas por el viento y para realizar mitigaciones de impacto se requiere información acerca del volumen y fuentes de emisión. Para la medición se tienen en cuenta cuatro coeficientes empíricos: Control estimado de la eficiencia de las antorchas, implementación de la normativa de mitigación en la región, efectividad de la norma y eficiencia de captura (Jackson, y otros, 2014).

El inventario de emisiones se basa en perfiles de composición química para estimar emisiones teniendo en cuenta VOCs de distintas categorías de fuentes en un campo de producción. Estos perfiles promedio se obtienen de mediciones de la composición del gas o petróleo crudos, vapores emitidos de los tanques de almacenamiento y deshidratadores, o de emisiones furtivas de los vapores de los equipos usados en los procesos. La otra forma de estimación es a través de estudios de las cuencas donde se encuentran los pozos. Se han encontrado en ellas, metanol (usado como un aditivo anticongelante), alcanos de alto peso molecular (C6+) y aromáticos que se sospecha son cancerígenos y que incluyen BTEX.

Las piscinas que acumulan fluidos de retorno y aguas de producción, al igual que los tanques son los que más arrojan agentes polucionantes a la atmósfera.

El proceso de perforación, extracción y transporte a través de gasoductos tampoco está exento de fugas de metano un potente gas de efecto invernadero que es 25 veces más fuerte que el dióxido de carbono en un período de 100 años. Estudios han mostrado que las fugas de gas metano constituyen entre un 1 a 9% del total de gas que se produce.

Los operarios de los pozos de producción están expuestos a mayores cantidades de contaminantes, pero adicionalmente a polvo de silicio a unos niveles 10 veces superiores a los

permitidos por el Instituto Nacional de Salud Ocupacional de Estados Unidos. También estos materiales obstruyen la visibilidad en lugares próximos o distantes si son aerotransportados por corrientes de aire.

El fracturamiento hidráulico ha contribuido a la reducción de emisiones de carbón debido al progresivo cambio de fuentes de producción energéticas del carbón al gas de esquisto por su bajo precio (EIA, 2013). Se estima que los bajos costos del gas natural incrementarán su consumo aproximadamente en un 3% en Estados Unidos y presionarán el cambio de otras fuentes energéticas como el carbón, la energía nuclear y las fuentes renovables hacia el gas. Unos expertos consideran que el uso de gas reduciría los niveles de GHC al desplazar al carbón en la generación de energía, para otros, en cambio, no alteraría substancialmente las concentraciones globales de GHC.

4.6. Afectaciones en el Suelo y Territorio

Para la explotación y producción a gran escala se requiere de grandes extensiones de tierra y en algunos lugares los propietarios locales se oponen a este tipo de desarrollos (Stevens, 2010).

Para dimensionar el impacto de los hidrocarburos no convencionales en la perspectiva del paisaje, en el 2010 en Arabia Saudita, con una superficie de 2.218.000 Km2 había 2.811 pozos en producción. En Venezuela, con 916.000 Km2 unos 14.651 pozos, en cambio en el bloque de Barnett en Texas con 13.000 Km2 había 8.960 pozos (Stevens, 2010).

La baja productividad de los pozos de yacimientos no convencionales obliga a desarrollar más pozos por unidad de área causando una disrupción de la continuidad del uso de la tierra. Adicionalmente, en Estados Unidos, la legislación establece que el propietario de la tierra tiene derecho sobre el subsuelo y participa de las utilidades de la producción lo que hace que tengan incentivos y sean más complacientes con este tipo de actividad. En Europa, al igual que en muchos

países del mundo, el subsuelo es del Estado, por consiguiente, al no haber incentivos para los propietarios, es más factible encontrar oposición a la explotación de hidrocarburos no convencionales o que la población adopte una actitud de negación.

En cuanto a otros impactos asociados al suelo, los estudios realizados indican que la construcción y las perturbaciones al paisaje ocasionados por el fracturamiento pueden alterar el uso y lastimar los ecosistemas causando erosión y fragmentación de los hábitats silvestres y de patrones de migración (Papoulias, 2013). Cuando los operadores preparan el sitio para construir una plataforma, hacen el tendido de líneas de conducción de gas y durante el proceso de extracción, se causa erosión y desplazamiento de tierras hacia corrientes de agua cercanas. También hay afectación del volumen y flujo de aguas superficiales debido a la reducción de los niveles de aguas subterráneas. La sedimentación como subproducto de los procesos de construcción de pozos es un proceso que afecta las aguas superficiales y en ellas la vida acuática produciendo turbiedad, destruyendo hábitats y reduciendo la fotosíntesis y oxigenación del agua. El derramamiento accidental de aguas residuales es un potencial contaminante. En 2007 una fuga en un depósito de almacenamiento en Acorn Creek en Kentucky causó la muerte masiva de peces afectando significativamente dos especies que se encuentran en estado de extinción[3] (Papoulias, 2013).

5. Contexto Colombiano

El gobierno nacional y la industria se han interesado fuertemente en identificar y materializar las condiciones económicas, contractuales, técnicas, ambientales y sociales para viabilizar los proyectos que desarrollen yacimientos no convencionales. Debido a que Colombia cuenta con un promisorio potencial de estos, la demanda energética es creciente en el país, no se

[3] *El ph del agua corriente bajó a 5.6 y la conductividad a 35.000 ps/cm.*

han encontrado nuevas reservas significativas de yacimientos convencionales y el clima de negocios e inversionista es favorable ya que es un país nuevo para esta tecnología. No obstante, el sector de los hidrocarburos continúa enfrentando grandes retos asociados con la disponibilidad de información geológica, restricciones del mercado, oferta de servicios petroleros para no convencionales, normatividad, regulación técnico-ambiental, procesos de consultas previas, licenciamiento ambiental, entre otros (Suarez, 2013).

En relación al alto potencial de YNC, Colombia es el tercer país en Sur América con mayor prospectiva para el desarrollo de estos (Suarez, 2013), del total de reservas (proyección 20 años) entre un 32 y 60% son gas no convencional y entre un 11 y 26% son crudo no convencional (Unidad de Planeacion Minero Energetico [UPME], 2015).

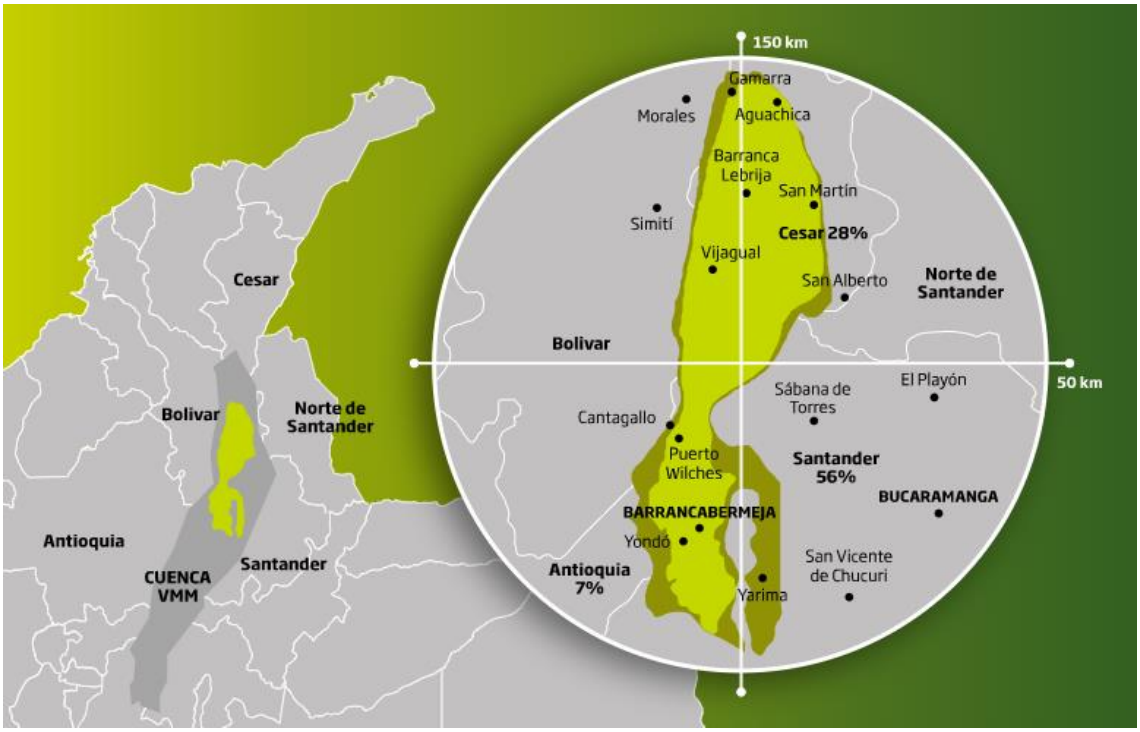
Específicamente, los tipos de YNC y el potencial de reservas recuperables son: gas y petróleo de shale (31.7 TPC), arenas gasíferas apretadas (1.2 TPC), hidratos de gas (434.2 TPC), Metano en Vetas de Carbón (7.5 TPC) y arenas petrolíferas (67,889 Mbbl). Estos recursos se encuentran en las siguientes cuencas: Valle Medio del Magdalena (VMM), Valle Superior del Magdalena (VSM), la Cordillera Oriental (COR), Llanos Orientales (LLA), Cesar-Ranchería (CES RAN), Caguan–Putumayo (CAG PUT), Cauca Patía (CAU PAT) y Catatumbo (CAT) (Unidad de Planeacion Minero Energetico [UPME], 2015) (Suarez, 2013). Costa afuera se ha encontrado potencial en las cuencas del Pacifico Profundo Colombiano (PAC PRF) y Colombia (COL) en el Mar Caribe (Ecopetrol S.A., 2013).

A inicios del 2020 se esperaba el primer piloto de fracking que se iba a desarrollar en Magdalena Medio, la ubicación geográfica del piloto, estaría cerca de Barrancabermeja, en una zona donde convergen las formaciones geológicas La Luna y Tablazo. Personal técnico de

Ecopetrol habían identificado que el área a intervenir para esta prueba tendría de 50 a 60 km de ancho y 150 km de largo (Figura 11).

Figura 11

Ubicación geográfica del primer piloto de Fracturamiento en Colombia



Nota: Adaptado de: “Ecopetrol, 2019”

Por ahora el Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) del fracking se encuentra suspendido por el Consejo de Estado desde el noviembre del 2019, debido a falta de información con respecto a los impactos generados en el medio ambiente y en la salud pública; y recientemente en julio del 2020 ratifica en su decisión: “todavía no se puede hacer fracking en Colombia, y cualquiera que lo haga, está cometiendo una ilegalidad”, así lo dejó plasmado el alto tribunal en el documento en el que decretó las medidas cautelares y suspendió todas las reglas que le permitían al gobierno hacer fracking.

6. Marco Legal

El gobierno nacional y el ministerio de minas dispuso la resolución 90341 de 2014 por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales; allí nombran los procesos técnicos desde las pruebas iniciales pilotos hasta el abandono del pozo o reinyección de fluidos de retorno. De igual modo el decreto 328 de 2020 fijan lineamientos para adelantar proyectos piloto de investigación integral.

En Colombia la agencia encargada del sector hidrocarburo es la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la cual ha emitido un acuerdo que regula ciertos aspectos específicos como el acuerdo 03 de 2015 “Por el cual se adiciona el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales, y se dictan disposiciones complementarias”.

Dicho acuerdo hace una regulación únicamente de aspectos técnicos sobre el contrato y las garantías que se deben tener sobre el mismo, la ANH únicamente se encargó de dar las pautas para reglamentar este contrato, pero no hay una regulación ambiental, en este sentido se entiende que las licencias ambientales que se otorgarán para este tipo de explotación estarán sujetas a las mismas reglas de la explotación común.

La misma legislación colombiana contempla que el estado es el dueño del subsuelo y todo lo que este posea, lo que hace difícil la integración de la comunidad en proyectos de fracturamiento, ya que no reciben un bienestar privado sino bienestar común en forma de regalías, las cuales son formas de compensar un beneficio adquirido perteneciente a un territorio por una compañía privada y dando a cambio algo de bienes comunitarios.

El artículo 11 de la resolución 631 del 2015 establecen los parámetros fisicoquímicos a monitorear y sus valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales de aguas residuales no domésticas (ARND) a cuerpos de aguas superficiales de actividades asociadas con hidrocarburos (petróleo crudo, gas natural y derivados). También contempla en el parágrafo 2º "Para la actividad de exploración y producción de Yacimientos no Convencionales de Hidrocarburos (YNCH), no se admite el vertimiento de las aguas de producción y de los fluidos de retorno a los cuerpos de aguas superficiales y al alcantarillado público, hasta tanto este Ministerio cuente con la información técnica que le permita establecer los parámetros y sus valores límites máximos permisibles".

7. Posibles Alternativas

La técnica de fracturamiento hidráulico para la extracción de crudo y gas genera un importante volumen de residuos, entre los que destacamos los residuos de perforación. De igual forma esta tecnología utiliza importantes cantidades de agua mezcladas con productos químicos, que habrá que gestionar posteriormente como residuos peligrosos debido a que vienen con grandes cantidades de minerales hasta elementos radioactivos (LeClair & Geltman, 2018).

Ya que la práctica de fracturamiento depende grandemente del fluido de fractura el cual el mayor porcentaje del mismo es agua según lo que se muestra en la Figura 5 de la presente monografía, se puede decir que el mayor impacto en cambios de características físico químicas y organolépticas se da en el agua de retorno después del fracturamiento. Debido a esto, esta monografía se enfoca en buscar métodos de disposición para las aguas de retorno después del fracturamiento.

Un dato interesante es que la producción de crudo siempre está asociada a la producción de agua, por lo general, en una relación de 1 a 5; (relación agua-petróleo, RAP) correspondiente a

los barriles de agua generados por cada barril de crudo producido; varía a nivel mundial entre 3 y 5, llegando a valores entre 10 y 14 para campos maduros (Revelo & Morales, 2016). En Colombia, el RAP según Ecopetrol fue de 12,45 barriles de agua por barril de crudo en el 2015 (Ecopetrol, 2016). Actualmente, los campos que más producen agua son Caño Limón y Rubiales con un estimado de 4 millones de barriles por día. Hecho que hace necesario la implementación de tecnologías que permitan tratar el agua y reducir los componentes que posea (Barrios, 2015).

El agua de retorno viene con múltiples cambios que no son adecuados para verter la misma en una red fluvial, por esta razón se le debe tratar para cumplir especificaciones técnicas según el artículo 11 de la resolución 631 del 2015 del Ministerio de Ambiente y desarrollo Sostenible de Colombia, el cual establece los parámetros fisicoquímicos a monitorear y sus valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales de aguas residuales no domesticas – ARnD (petróleo, crudo, gas natural y derivados)[4].

El tratamiento de agua en superficie implica una recopilación y evaluación técnica de las tecnologías existentes y emergentes, con el fin de identificar cuáles podrían ser consideradas y en qué condiciones. La evaluación técnica incluye tanto los procesos autónomos de tratamiento de agua, como los tipos de configuraciones entre las unidades (sistemas híbridos) y los paquetes comerciales más empleados a escala industrial, con el fin de cumplir con los estándares de agua requeridos en los tres principales destinos finales del recurso, a saber, reinyección[5], vertimiento[6] y disposal[7] (Veil, 2007) (Ortega & Sandoval, 2018).

---

[5] La reinyección se lleva a cabo mediante los pozos perforados para la extracción de petróleo reinyección se ejecuta por medio de formaciones conectadas hidráulicamente a la formación productora y con la cual se le da un soporte de presión para que se puedan seguir produciendo los fluidos de interés.

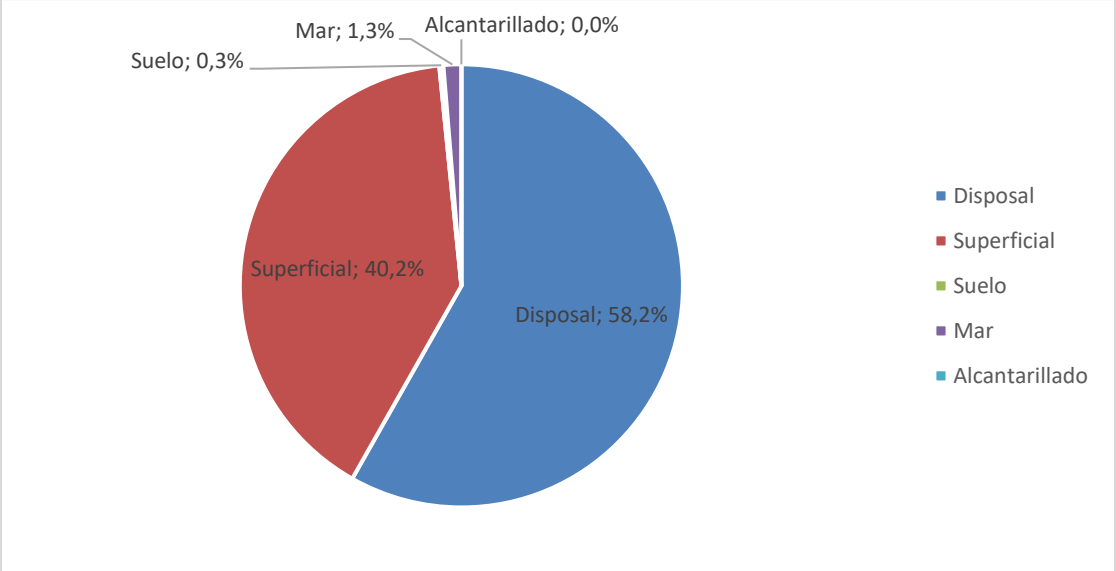
[6] Descarga final a un cuerpo de agua, a un alcantarillado o al suelo, de elementos, sustancias o compuestos contenidos en un medio líquido.

[7] El propósito de un pozo disposal es ser un canal para verter el agua en el acuífero confinado y garantizar que este volumen inyectado no tenga contacto con otras zonas interés, como pueden ser los acuíferos someros o la formación productora.

Desde inicios de la producción en yacimientos convencionales ha traído consigo a un aumento en la producción de grandes cantidades del volumen de agua las cuales se destinan a disposición subterránea (Disposal) con un 58,2%, y vertimientos superficiales con un 40,2%. En el 2016, el volumen de agua dispuesto para Disposal fue de 120.03 millones de m3 y para reinyección fue de 50,94 millones de m3 (Ecopetrol, 2016). Estas opciones se ilustran a continuación.

Figura 12

Distribución del volumen de aguas residuales por destino en Colombia



En Colombia, según (Avellaneda, 2005), hasta 1996 los tratamientos superficiales para el agua de producción consistían en lagunas de estabilización y floculación, así como biorremediación para degradar lodos aceitosos. Con el tiempo las normas ambientales se han vuelto más exigentes con lo que se ha debido aplicar diferentes tratamientos físicos como la remoción de crudos y grasas en el agua, remoción de compuestos orgánicos y evaporación para eliminación de compuestos solubles. En las tablas 4, 5 y 6 se presentan algunos de los tratamientos aplicados para aguas de producción.

Tabla 4

Tecnologías para la remoción de grasas y aceites con base en el tamaño de partícula

Tecnología	Rango de remoción	Características	Principales hallazgos	Referencia
Separador API	D_p > 150 µm	Rendimiento depende del tiempo de retención y efectos de adición de coagulantes o floculantes	Ineficiente con aceite emulsionado	Veil et al. (2004)
Separador de placas corrugadas	D_p > 40 µm	Depende de las diferencias de densidad, viscosidad, temperatura y régimen de flujo	Ineficiente con aceite emulsionado y presenta mejor desempeño acoplado al separador API, altos tiempos de retención	Arnold y Stewart (2008)
Flotación por gas inducido	D_p > 3 µm	Saturación del agua con el burbujeo de aire/gas	Bajos tiempos de retención en comparación al sistema de gas disuelto y alta eficiencia de remoción	Broussard (2003)
Hidrociclones	D_p > 15 µm	La eficiencia aumenta con la adición de unidades en serie. La caída de presión se debe controlar	Funciona con altas concentraciones de aceite, altos costos de mantenimiento y susceptible a incrustaciones	Arnold y Stewart (2008)
Filtración por membrana	D_p > 0,01 µm	Columna empacada con perlas poliméricas de tamaño de poro de 0,01 a 10um	Extrae eficientemente aceite disperso y compuestos aromáticos policíclicos	Lee et al. (2002)

D_p: diámetro de partícula.

Nota: Adaptado de Mesa, Orjuela, Ortega, & Sandoval, 2018

Tabla 5

Tecnologías para la remoción de compuestos orgánicos disueltos

Tecnología	Tipo	Características	Principales hallazgos	Referencia
Adsorción	Carbón activado	Empleado para la remoción de benceno, tolueno y trazas de crudo, con altos tiempos de retención y dependiente del tamaño de poro	Depende del proceso de activación del carbón, obtiene remociones del 50-75% y es ineficiente si se tienen altas concentraciones en el alimento	Gallup et al. (1996)
	Zeolita	Empleado para la remoción de BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno), módulos compactos	Eficiencias de remoción entre el 70-80%, altos costos de regeneración y alta relación con la hidrofobicidad	Hansen y Davis (1994)
	Nuez	Empleado para la remoción de aceite y trazas de crudo	Remoción entre el 62-81%, y concentraciones finales promedio de 1,5 mg L^{-1}, materia prima económica	Yang et al. (2002)
	Nano compuestos	Empleado para la remoción de aceite y trazas de crudo	En los primeros 100 minutos reduce en 50% la concentración inicial de hidrocabruros emulsionados.	Villegas et al. (2017)
	Polimérico	Remoción de benceno, tolueno y crudo	Polímero a base de polietileno tereftalato (PET) o poliestireno, remoción de hasta el 99% con concentraciones finales <0,05 mg L^{-1}	Crini (2005)
Extracción	Solvente	Remoción de grasas libres o disueltas	Altos costos por uso del solvente y regeneración	(Deng et al., 2002)
Oxidación	Fotocatalítica solar	Remoción de carbón orgánico total, fenoles, BTEX y TPH (hidrocarburos totales de petróleo)	Remoción >80% BTEX, >98% TOC, >62% fenoles y > 75% TPH. Alta influencia del pH y del catalizador (comúnmente dióxido de titanio)	Cho et al. (2006)
	UV/Ozono	Remoción de ácidos nafténicos, amonio e hidrocarburos aromáticos	Remociones mayores al 80%, efectos negativos de iones cloro y bicarbonatos, así como de pH alcalino	Li et al. (2006)

Nota: Adaptado de Mesa, Orjuela, Ortega, & Sandoval, 2018

Tabla 6

Tecnologías con membranas para el tratamiento de agua

Tecnología	Especificaciones	Características	Principales hallazgos	Referencia
Microfiltración	10-0,1µm	Remoción de bacterias, virus, sólidos suspendidos, fenoles, COD, TOC	Tasas de remoción del 92% para aceites, 50% fenoles, 40% COD y 25% TOC. Desempeño mejorado con pretratamiento. Problemas de saturación de la membrana	Zhong et al. (2003)
Ultrafiltración	0,05-5·10^{-3} µm	Remoción de proteínas, virus, grasas, coloides, cobre, zinc, BTX	Remoción del 95% de hidrocarburos totales, 60% BTX y 96% de cobre y zinc. Mejora con membranas cerámicas, que reducen la probabilidad de saturación	Faibish y Cohen (2001)
Nanofiltración	5·10^{-3} - 5·10^{-4} µm	Remoción de pesticidas, herbicidas, iones divalentes, detergentes, BTEX	Remoción de sales en un 95%, agua recuperada 90%, 100% eliminación BTEX y fenoles	Peng et al. (2004)
Ósmosis reversa	1·10^{-4} - 1·10^{-5} µm	Remoción de iones metálicos, ácidos, sales acuosas, resinas naturales, TDS y TOC	Remociones del 95-99%, altos costos para reemplazar la membrana	Agenson et al. (2003)

Nota: Adaptado de Mesa, Orjuela, Ortega, & Sandoval, 2018

Se puede poner en contexto como un ejemplo claro de las posibles formas de eliminación del agua de retorno de los pozos productivos de fracturamiento hidráulico la formación Marcellus (Nueva York – Estados Unidos) donde no se realiza vertimientos de aguas de producción o de flowback si no que se está enviando estos desechos a plantas de tratamiento que cuentan con los debidos equipos, infraestructura y permisos para posteriormente poder realizar los vertimientos (Barrios, 2015).

A continuación, se muestra una tabla con información de las operadoras que trabajan en la formación Marcellus.

Tabla 7

Opciones en el manejo de aguas empleadas por algunas operadoras en la formación Marcellus

OPERADORA	**INFORMACION SUMINSTRADA**
Chesapeake Energy	Esta empresa maneja sus aguas de producción y de flowback en concordancia con las regulaciones federales y estatales que rigen en los estados unidos que comprende la formación Marcellus. Emplea investigaciones hacia métodos con el menor impacto ambiental posible que pueda garantizar la compañía. En varios lugares, se emplea el transporte de las aguas residuales hacia facilidades comerciales de disposición, plantas de tratamiento; o se realiza el manejo para la reutilización. También se emplea la inyección en pozo, donde esta sea la opción más práctica, sin embargo, estos no están en el mismo lugar en donde están los pozos productores.
Range Resources	Se intenta de reutilizar el 100% del agua proveniente del flowback, de salmuera de producción y de las operaciones de perforación. Los mecanismos utilizados son los de asentamiento y dilución. Haciéndose un trabajo de retroalimentación en el rendimiento de los pozos, se observa que hay buenos resultados en el empleo del agua reutilizada del proceso de dilución, que como se obtendrían al usar agua fresca. Esta compañía no hace mención de los aspectos acerca de la estabilidad del fluido de fractura, precipitación de escamas o de crecimiento bacteriano en el fondo de pozo. Se emplea aditivos y un diseño convencional para la preparación del fluido de fractura. En el 2009 se completaron 44 pozos y se hicieron trabajos de fracturamiento involucrándose 364 etapas. El total en volumen de fluido de fractura fue de

	158 millones de galones, con un 28% de ese volumen proveniente de agua reciclada. Se obtuvo un beneficio de 3,2 millones de $ en menor demanda de agua fresca, camiones y facilidades para disponer del agua. Un 17% de los pozos operados utilizaron el reciclaje del agua y un 50% de estos están entre los 25 pozos con mayor producción.
BLX	En esta empresa no hay un tratamiento para la reutilización del agua, dado el corto tiempo del que se dispone entre los procedimientos para fracturar. Básicamente, cuando se transporta agua hacia la siguiente operación, esta es diluida con agua fresca; el resto es llevada hacia un pozo de disposición en New Castle (Pennsylvania), o hacia algunas otras facilidades comerciales de disposición. Esta compañía participa, con al menos dos pozos, en procesos de tratamientos de agua de producción utilizando tecnología de destilación térmica. Es citada como ejemplo en el senado de Pennsylvania. También tiene participación en el proyecto DOE/NETL (Departamento de Energía/Laboratorio Tecnológico Nacional de Energía) en el que se caracterizan los resultados de los procesos llevado por la empresa AltelRain en los tratamientos de aguas de producción y de flowback.
Norse Energy	Esta empresa opera en New York y actualmente cuenta con un pozo en la formación Marcellus en la cual se ha realizado la disposición de agua residual en dos facilidades ubicadas en Warrne (Pennsylvania) y Franklin (Pennsylvania). Se buscan otras facilidades en Williamsport (Pennsylvania) para los pozos propuestos. Los costos del transporte son el factor de mayor

	importancia en los costos de manejo de aguas, con el objetivo de reducirlos, se estudia la opción de transportar estos fluidos a una planta de tratamiento de agua residuales, que permitirá tal reducción. Se buscan otras opciones. Tal es el caso, si es posible, se utilizará la inyección en pozo, empleando una inyección centralizada con un sistema de recolección de agua provenientes de otros pozos productores. Al igual que esta el reutilizar el agua en pozos futuros.

Nota: Adaptado de Argonne National Laboratory 2010.

Si se observan todas las empresas tienen similitudes en su operación, y trabajan con un mismo objetivo, darle disposición final al agua de desecho cumpliendo las normas del estado y minimizando costos.

La eliminación de aguas residuales por inyección subterránea reduce el riesgo de liberar contaminantes de las mismas aguas al medio ambiente; sin embargo, aumenta los riesgos de terremotos (sin evidencia de haber ocurrido) y pueden requerir de transporte para llevarlas a largas distancias (Hammer & VanBriesen, 2012). Algunos estados no tienen suficiente capacidad de inyección para manejar el volumen de aguas residuales generadas por las operaciones de Fracturamiento Hidráulico multietapa y las aguas residuales se transporta a sitios vecinos para su inyección en un pozo comercial. Por ejemplo, a fines de 2010, Pensilvania tenía solo siete pozos de eliminación activos, y algunas aguas residuales se han transportado a Ohio, Virginia Occidental y otros estados para su eliminación (Veil, 2010).

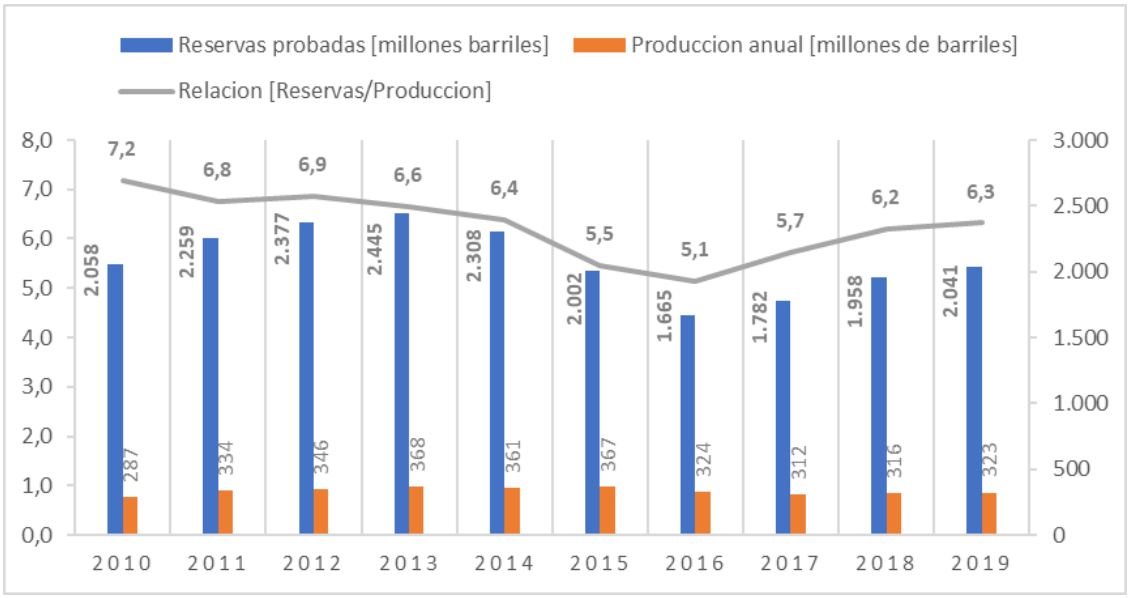
8. Análisis de oferta y demanda de petróleo y gas en Colombia

Colombia, en los últimos diez años, ha alcanzado posicionarse como un país exportador, pero no como gran productor de crudo. Para 2019 sus cifras de producción de petróleo aún son

bajas en comparación de los grandes extractores de petróleo como Estados Unidos, Arabia Saudita o Rusia que han logrado superar los 10 millones de barriles promedio por día calendario (bpdc), pero también está lejos de un segundo grado de países como Canadá, Irán o Brasil que han superado los 2 millones de bpdc. Pese a lo anterior, el nivel de producción logrado en el país ha permitido ingreso de recursos monetarios importante principalmente para las finanzas territoriales. El la Figura 13 se muestra el comportamiento de producción de petróleo en el periodo 2010-2019 con datos del Ministerio de Minas y Energía y la UPME (Datos Abiertos, 2020) (UPME, 2020).

Figura 13

Reservas de petróleo, producción y años de abastecimiento



En el periodo analizado Colombia ha promediado 333,8 millones de barriles anuales producidos, siendo los años 2013 y 2015 los de mejor comportamiento (368 MMba y 367 MMba respectivamente), ya que se superó el millón de barriles producidos por día (o 360 MMba), coincidiendo en el 2013 con precios altos, lo cual permitió recaudar una gran cantidad de recursos para la Nación; mientras que en 2015 se enfrentó a una crisis con precios bajos y dificultad para exportar la cantidad de barriles disponible.

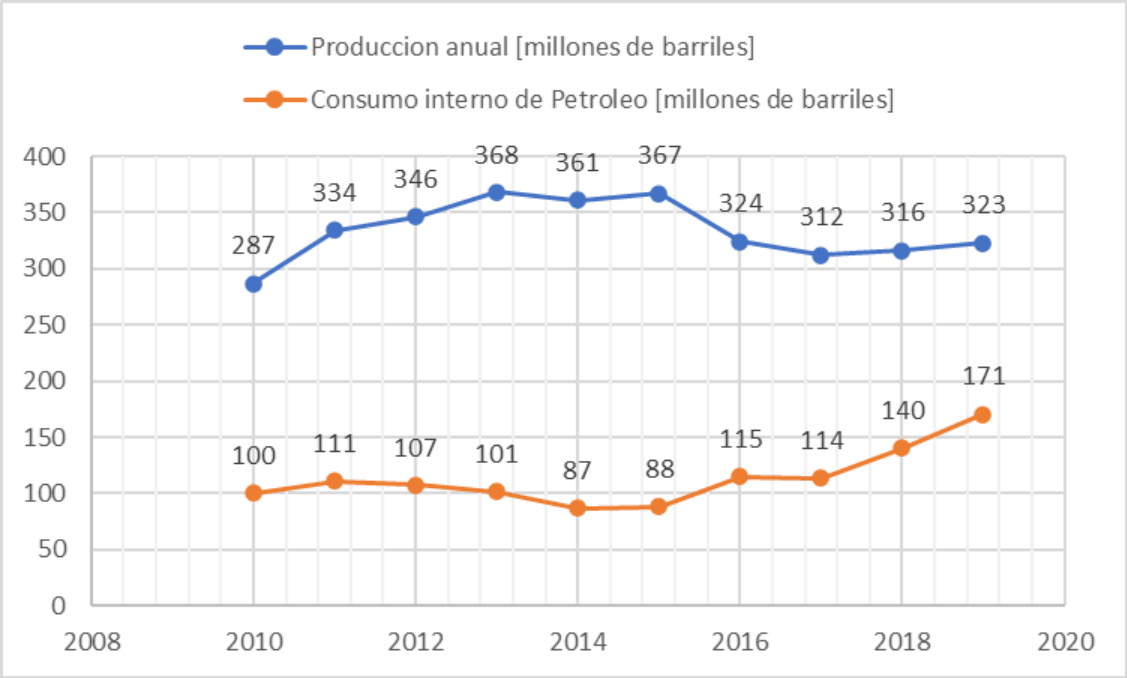
Los niveles de producción graficados anteriormente han permitido que Colombia, por algunos periodos, logre tener reservas petroleras que generan tranquilidad con respecto al abastecimiento interno de crudo; sin embargo, como muestra la Figura 13 en los últimos años esta cifra ha disminuido considerablemente por cuenta de la ausencia de nuevos hallazgos.

Entre los años 2010 y 2015 las reservas petroleras lograron superar los 2 mil millones de barriles, equivalentes a 6,5 años en promedio de autosuficiencia, teniendo su punto más alto en el 2013 cuando la cifra estuvo a 2.445 millones de barriles, es decir, 6,6 años de abastecimiento. En el periodo 2016-2019 las reservas han aumentado de a poco, teniendo un promedio de 1.861 millones de barriles o 5,8 años de abastecimiento.

También se puede observar la tendencia de los últimos 10 años en la producción y consumo de petróleo en Colombia. En la Figura 14 se puede observar como la producción de crudo fue disminuyendo después del 2015 sin presentar tendencias fiables de aumentar nuevamente, mientras que el consumo de petróleo es innegable que tendera a aumentar, esto ocasionara una crisis energética a futuro que aún es difícil de pronosticar cuando se pueda dar.

Figura 14

Tendencias en producción y consumo de petróleo en Colombia

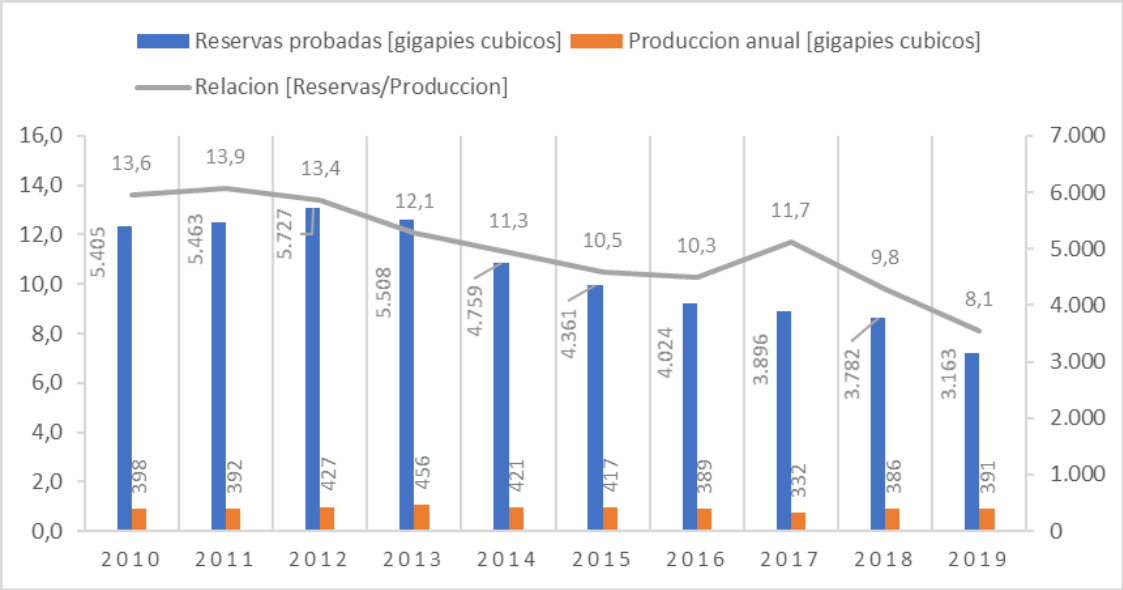


Colombia ha logrado en los últimos diez años consolidar la producción de gas natural, gracias al objetivo que han tenido los últimos gobernantes de llevar este hidrocarburo en forma de servicio domiciliario a la totalidad de la población. No obstante, la tendencia indica que las reservas de gas han disminuido; generando una problemática de abastecimiento, ya que el país consume el 100% de lo que produce (UPME, 2017).

En la Figura 15 se muestra una producción de gas muy variable en un promedio de 400,9 Giga pies cúbicos (Gpc) entre 2010 y 2019 con datos tomados tanto de la ANH como de Datos Abiertos. El año con mejor comportamiento fue 2013 con 456 Gpc mientras que en 2017 se produjeron 332 Gpc como año de más baja producción (ANH).

Figura 15

Reservas de gas, producción y años de abastecimiento



Como se observa en la Figura 15 la tendencia en cuanto a las reservas probadas de gas es decreciente, pasando de 5.727 giga pies cúbicos en el 2012, a 3.163 giga pies cúbicos en 2019, lo que se traduce de 13,4 años de autosuficiencia a 8,1 años de autosuficiencia.

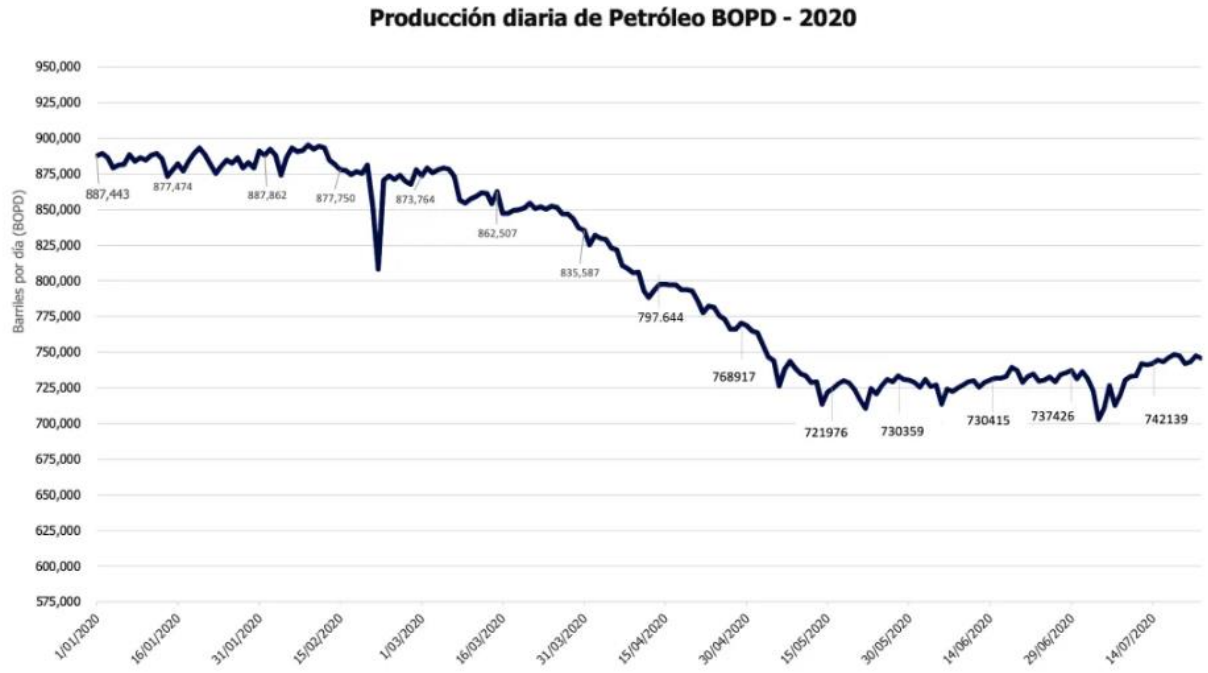
La problemática en este caso es el inminente aumento de la demanda de gas ya sea por el aumento de cobertura alrededor del país o por la necesidad de utilizar este hidrocarburo en más escenarios de la vida cotidiana gracias al logro de la transición energética que se busca. Ante estos escenarios, si no se incorporan nuevas reservas, el incremento en el consumo podría convertir la cifra actual a 5,5 años. Para postergar un punto futuro donde la oferta es igual a la demanda se deben incorporar nuevas reservas de yacimientos, considerando que la demanda según los últimos 3 años aumenta más rápidamente que la producción de crudo, por lo menos se debería aumentar la producción a la misma velocidad que aumenta la demanda.

Considerando la mejor de las situaciones se puede estar hablando de un aumento proporcional de producción hasta de 353 millones de barriles para el año 2020 (980.000 barriles

por día) para evitar que la producción sea igual a la demanda, pero las cifras no son alentadoras ya que hasta el 14 de julio del 2020 ha sido de 742.139 Barriles por día indicando una baja producción en comparación a inicios del mismo año (Figura 16).

Figura 16

Producción diaria de Petróleo BOPD - 2020



Nota: Adaptado de Agencia Nacional de Hidrocarburos Colombia, 2020

Considerando el tema en contexto, si se aplicara el fracturamiento hidráulico y se aumentara la producción hasta la deseada, el consumo de agua seria hasta de 5 veces la producción de petróleo (Revelo & Morales, 2016) en el mejor de los casos, alrededor de 3,7 millones de barriles de agua lo cual sería un gran impacto al medio que abría que evaluar y considerar.

9. Conclusiones

- A pesar que la Figura 7 presenta considerables desviaciones con los datos actuales, se pudo concluir que la situación energética actual se encuentra en un punto de equilibrio donde la demanda poco a poco va alcanzando la oferta y que se debe buscar alternativas energéticas para poder abastecer las necesidades futuras.
- La posición frente a la práctica del Fracturamiento Hidráulico multietapa no puede ser del todo prohibida, esto en el sentido de que es necesaria para explotar ciertos hidrocarburos que no pueden ser extraídos por otros métodos, el punto es buscar un equilibrio entre la explotación y la conservación de los recursos naturales por medio de regulación gubernamental más estricta en la práctica del fracturamiento hidráulico.
- Se concluye que el proceso de fracturamiento hidráulico es un método alternativo el cual aumenta la producción de recursos de gas y crudo que con otro método de levantamiento no se puede obtener, esto mejoraría la situación económica actual que la baja de precios internacionales a ocasionado en Colombia.
- Según lo investigado existen diferentes formas de darle disposición final a las aguas de retorno del fracturamiento hidráulico, pero el mejor método para ello es la inyección en pozo ya que es el proceso que menos impacto ambiental genera y reducción de costos.

10. Recomendaciones

- Hasta el momento no se ha demostrado que, en los procesos de perforación, instalación de tubería y cementación de los pozos ya existentes se hubieran hallado problemas ambientales de tipo de agrietamiento y contaminación de efluentes subterráneas. Sin embargo, no se puede descuidar los procesos desde la perforación hasta la producción ya que las evidencias de fallas dentro del subsuelo son muy difíciles de detectar.
- Se recomienda un control más riguroso de los entes ambientales para evitar posibles inconvenientes de las operadoras dado que cualquier error que se pueda evidenciar, seria complicado volver a retomar la confianza de la comunidad ya que ellos serían los más afectados.
- Como sugerencias la instalación de equipos de medición y control de calidad de aire y agua, primero para tener un punto inicial de control ambiental, y segundo para medir que las posibles afectaciones ambientales no se encuentren fuera de los rangos aceptables que se deseen proponer.
- Se sugiere la investigación de otras posibles fuentes de agua para actividades industriales que no afecten las de consumo humano. Por ejemplo, aguas de producción, aguas de retorno del mismo proceso o aguas de acuíferos salobres.

Bibliografía

AEA Tecnology plc. (2012). *Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe.* Union Europea.

API Guidance document HF2. (2010). *Water Management Associated with Hydraulic Fracturing* (Primera Edicion ed.). Obtenido de http://www.api.org/~/media/Files/Policy/Exploration/HF2_e1.pdf

Avellaneda, A. (2005). *Petróleo, seguridad ambiental y exploración petrolera marina en Colombia.* Colombia.

Barrios, R. (2015). *Tecnologías aplicadas al manejo de aguas en operaciones de fracking.* Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

Blanco, M., & Lago, I. (2018). *Fractura hidráulica (Fracking): conocimiento actual de emisiones y sus implicaciones ambientales. Retos futuros.* Madrid: CIEMAT.

Bocora, J. (2012). Global Prospects for the Development of Unconventional Gas. *ELSEVIER, 65*, 436-442.

Breitling Oil and Gas. (2012). US shale faces water, transparency complaints. doi:http://www.breitlingoilandgas.com/us-shale-faces-watertransparency

Ceron, M., & Walls, J. (2013). Comparison of Reservoir Quality from La Luna, Gacheta, and Eagle Ford Shale Formation using Digital Rock Physics. *Search and Discovery*.

Charry-Ocampo, S., & Perez, A. (2018). *Efectos de la estimulación hidráulica (fracking) en el recurso hídrico: Implicaciones en el contexto colombiano* (Vol. 28). doi:https://doi.org/10.18359/rcin.2549

Corrie, C., & Honer, R. (2012). Introduction: The Technology and Policy of Hydraulic Fracturing and Potential Environmental Impacts of Shale Gas Development. *Enviromental Practice, 14*, 249-261.

Datos Abiertos. (25 de Julio de 2020). Obtenido de https://www.datos.gov.co/Minas-y-Energ-a/Hist-rico-Reservas-Probadas-y-Producci-n-de-Petr-l/ha9p-fkzn

Datos Abiertos. (24 de Julio de 2020). Obtenido de https://www.datos.gov.co/Minas-y-Energ-a/Hist-rico-Reservas-Probadas-y-Producci-n-Comercial/2m4e-69wc

Davies, R. (2012). *Hydraulic fractures: How far can they go?* Reino Unido.

Dieter, C., & Maupin, M. (2018). *Estimated use of water in the United States in 2015* (U.S. Geological Survey Circular ed.). doi:https://doi.org/10.3133/cir1441

Ecopetrol. (2016). *Reporte integrado de gestión sostenible.* Bogotá, Colombia.

Ecopetrol S.A. (2013). *Investor Presentation.* Colombia: Ecopetrol S.A.

EIA. (2013). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States* (Vol. 2013).

Engelder, T., & Howarth. (2014). Should Fracking Stop? *Nature, 477*, 271-275.

Estrada, J. (2013). Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético: reflexiones para Centroamérica. *10*, 118. doi:http://hdl.handle.net/11362/27184

Fontenot, B., Hunt, L., Hildenbrand, Z., Carlton Jr., D., Hyppolite Oka, Walton, J., & Dan Hopkins. (2014). An Evaluation of Water Quality in Private Drinking Water Wells Near Natural Gas Extraction Sites in the Barnett Shale Formation. *Environmental Science & Technology, 48(6),* 3595. doi:http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/24588509

Fulbright, N. R. (2013). SHALE GAS HANDBOOK. A quick reference quide for companies involved in the exploitation of unconventional gas resources.

doi:http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/108993/shale-gas-handbook

Goldman, G., Bailin, D., Rogerson, P., Agatstein, J., Imm, J., & Phartiyal, P. (2013). Toward and Evidence-Based Fracking Debate: Sciende, Democracy and Community Right to Know in Unconventional Oil and Gas Development. *Union of Concerned Scientists*, 1-51.

Gomez, H. (2014). *Colombia frente a una estorcida en los precios del petroleo.* Bogotá: PNUD.

Gordalla, B., & Frimmel, F. (2013). Hydraulic fracturing: A toxicological threat for groundwater and drinking-water? *Environmental Earth Sciences, 70(8)*, 3875-3893. doi:http://doi .org/10.1007/s12665-013-2672-9

Groat, C., & Grimshaw, T. (Febrero de 2012). Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development. *The Energy Institute*.

Gutierrez, M., & Nauzan, C. (2018). Construcción de un Índice de Producividad Petrolera para Colombia y Argentina, a partir de variables de tipo economico y social como la obsolescencia laboral.

Hammer, R., & VanBriesen, J. (2012). *In Fracking's Wake: New Rules are Needed to Protect Our Health and Environment from Contaminated Wastewater.*

Heinberg, R. (2013). A brief history el Fracking. Obtenido de http://www.resilience.org/stories/2013-10-02/snake-oil-chapter-2-technology-to-the-rescue/.

Heinberg, R. (2014). Snake Oil: How Fracking`s False of Plenty Imperils Our Future.

Hladika, M. (2013). *Discharges of produced waters from oil and gas extraction via wastewater treatment plants are sources of disinfection by products to receiving streams.* Estados Unidos.

International Association of Oil & Gas Producers. (2000). *Flaring & venting in the oil & gas* (Vol. 2). doi:http://doi.org/Report No. 2.79/288

International Energy Agency [IEA]. (2012). *Golden Rules for a Golden Age of Gas.* (Vol. 150). World Energy Outlook Special Report. doi:http://doi.org/Report No. 2.79/288

Jackson, R. B., Vengosh, A., Carey, J., Davies, R., Darrah, T., O'Sullivan, F., & Pétron, G. (August de 2014). The Environmental Costs and Benefits of Fracking. *Annual Review of Enviroment and Resources, 39,* 327-362. doi:https://doi.org/10.1146/annurev-environ-031113-144051

King, G. (2012). Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor, and Engineer Should Know About Hydraulic Fracturing Risk. *Society of Petroleum Engineers, 64*. doi:https://doi.org/10.2118/0412-0034-JPT

LeClair, N., & Geltman, E. (2018). REGULATION OF RADIOACTIVE FRACKING WASTE. CUNY Academic Works. doi:https://academicworks.cuny.edu/sph_pubs/163

Lloreda Mera, F. (2017). *Informe estadistico Petrolero.* ACP, Bogotá.

Malagón, J. (2016). *La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia.* Cuadernos PNUD.

Manuel, J., & Jeremy, R. (2017). *La Tercera Revolución Industrial.* (Vol. 50). Mexico: LASTRA LASTRA.

Mei Sun, G. V. (2013). *Selective oxidation of bromide in wastewaterbrines from hydraulic fracturing.* Estados Unidos.

Millera, D. (2013). *Fouling-resistant membranes for the treatment of flowback water from hydraulic shale fracturing: A pilot study.* Texas, Estados Unidos.

Myers, T. (2012). Potential Contaminant Pathways From Hydraulically Fractured Shale to Aquifers. *Ground Water, 50(6)*, 872-82.

Naranjo, D. (2016). *Técnicas, normativa y recomendaciones para la gestión ambiental de la aplicación de la Fractura Hidráulica (fracking) en Colombia.* Bogotá, Colombia.

Nicot, J.-P., & Bridget, S. (2012). Water Use for Shale-Gas Production in Texas, U.S. En E. S. Technology (Ed.). ACS Publications. doi:https://doi.org/10.1021/es204602t

Nieves, M., & Hernandez, A. (2016). *Reporte de Inversión Energética en Colombia.* Brussels.

Ortega, A., & Sandoval, J. (2018). Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. *Universidad Nacional de Colombia, 21*, 87-98.

Palish, T., & Godwin, J. (2012). Hydraulic Fracture Design Optimization in Unconventional Reservoirs - A Case History. (160206). doi:https://doi.org/10.2118/160206-MS

Papoulias, D. (2013). Histopathological Analysis of Fish from Acorn Fork Creek, Kentucky, Exposed to Hydraulic Fracturing Fluid Releases. *Southeastern Naturalist, 12(4)*.

Rahm, B. (2013). Wastewater management and Marcellus Shales Gas developement: Trends, drivers and planning implications. Neva York y Pennsylvania,, Estados Unidos.

Rahm, D. (2011). Regulating hydraulic fracturing in shale gas plays: The case of Texas. (ELSEVIER, Ed.) *Energy Policy, 39*, 2974-2981. doi:https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.009

Razi, F. (2009). Review of technologies for oil and gas produced water treatment.

Revelo, A., & Morales, M. (2016). *Desempeño Tecnico Y Ambiental De Las Tecnologias Convencionales Y Modernas De Tratamiento De Agua Producida.* Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.

Rudnick, H. (2011). La Revolución del Shale Gas. *Departamento de Ingeniería Eléctrica*, 50.

Sharma, S., & Pekney, N. (2014). An approach for assessing engineering risk from shale gas wells in the United States. *International Journal of Coal Geology*, 4-19.

Society of Petroleum Engineers. (2012). *What Every Representantive, Environmentalist, Regulator, Rportes, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know about Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance un Unconventional Gas and Oil Wells* (The Woodlands ed., Vol. 101). Texas, Estados Unidos.

SPE International Production and Operations. (2011). Challenges in Reusing Produced Water. *SPE Technology Updates*. Obtenido de http://www.spe.org/tech/2011/10/challenges-in-reusing-produced-water/

Stevens, P. (2010). The "Shale Gas Revolution": Hype and Reality. *Chatham House Report*, 4-20. doi:http://www.chathamhouse.org.uk/files/17317_r_0910stevens.pdf

Suarez, M. (2013). *El Fracturamiento Hidráulico y sus Implicaciones Normativas y Regulatorias para el Desarrollo de Yacimientos No Convencionales en Colombia.* Bogotá, Colombia.

U.S. Geological Survey. (2002). *Produced Waters database.* Obtenido de http://energy.cr.usgs.gov/prov/prodwat/intro.htm

Unidad de Planeacion Minero Energetico [UPME]. (2015). *Integracion de las Energias Renovables No Convencionales en Colombia.* Bogotá, Colombia.

Unidad de Planeación Minero Energético [UPME]. (2015). *Plan energético nacional Colombia: Ideario energético 2015.* Bogotá: UPME.

UPME. (2017). CADENA DEL GAS LICUADO DEL PETROLEO (GLP). *UPME*.

UPME. (28 de Julio de 2020). Obtenido de https://www1.upme.gov.co/InformacionCifras/Paginas/Petroleo.aspx

US Environmental Protection Agency. (2012). *Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources.* Obtenido de http://www2.epa.gov/sites/production/files/documents/hf-report20121214.pdf

Vandenbossche, J., & Brantley, S. (2013). Impact of Shale Gas Development on Regional Water Quality. *340(6134)*. doi:http://doi.org/10.1126/science.1235009

Veil, J. (2007). Research to improve water-use efficiency and conservation: technologies and practice. *Hearing Before the Subcommittee on Energy and Environment Committee on Science and Technology House of Representatives one Hundred Tenth Congress.* Washington.

Veil, J. (2010). Water Management Technologies Used by Marcellus Shale Gas Producers. prepared by the Environmental Science Division. Obtenido de http://www.evs.anl.gov/pub/doc/Water%20Mgmt%20in%20Marcellus-finaljul10.pdf.

Vengosh, A., Carey, J. W., Davies, R. J., Darrah, T. H., Jackson, R. B., O'Sullivan, F., & Pétron, G. (2014). The Environmental Costs and Benefits of Fracking.

Vengosh, Avner. (2013). *The effects of shale gas exploration and hydraulic fracturing on the quality of water resoruces in the United States.* Carolina del Norte, Estados Unidos.