

**MANUAL DE BUENAS PRÁCTICAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA LA  
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE SHALE GAS Y SHALE OIL**

**SLENDY MARCELA LÓPEZ RUEDA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2015**

**MANUAL DE BUENAS PRÁCTICAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA LA  
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE SHALE GAS Y SHALE OIL**

**SLENDY MARCELA LÓPEZ RUEDA**

**Trabajo de grado para optar al título de:  
Ingeniera de Petróleos**

**Director  
OSCAR VANEGAS ANGARITA  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2015**

## DEDICATORIA

*A Dios y a la Vida, que me lo han dado todo y a todos.*

*A mi bebé, mi David, la razón por la que me levanto cada mañana, el que me empuja cada día a salir adelante, el que con su mirada y su sonrisa hace que todo valga la pena.*

*A doña Alicia, mi nona, mi madre, mi ángel. Que se entregó en vida a nosotros. Que me amó, me educó, me guio, y sé que ahora me cuida desde el cielo.*

*A mi mamá, Nohora. Que ha sido padre y madre. Que ha hecho hasta lo imposible para dármele todo y hacer de mí lo que soy. Que ha dedicado su vida a asegurarse de que haga algo con la mía.*

*A Adrián. Por amarme y enseñarme a amar. Por haberme dado el mejor de todos los regalos. Por darme la mano y querer caminar siempre a mi lado.*

*A mi flaca, Lina. Porque aún en los momentos más difíciles sé que ha estado y estará siempre conmigo.*

*A mi nono, Ramón. Que ha sido como un padre para mí.*

*A mis tías, Mago, Marina, Yaya y Myriam, por su apoyo incondicional. A Silvia, por creer en mí desde el principio. Y a los que han estado conmigo durante este trayecto: Anny, Gatita, Olga, Ana Milena, Pipe, Juan Yeyo, y todos los demás.*

*A Cindy Guti y Cindy Lu, por ser mucho más que mis amigas. Por estar junto a mí y aguantarme todas mis locuras, con paciencia y cariño. Y porque sean muchos años más de amistad y buenos momentos.*

*A Liliana, Mercy, Johana, Shirly, Henry, Juan Eduardo, Fabian, Jhonatan, Fabio, que me han acompañado en diferentes trayectos de este camino, unos por más tiempo que otros, y se han quedado en mi corazón.*

*A todos,*

*Gracias Totales...*

## **AGRADECIMIENTOS**

*Al Director, Ingeniero OSCAR VANEGAS ANGARITA, por depositar su confianza en mí y por toda su colaboración para desarrollar este proyecto.*

*A la ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS y su planta de profesores, por su aporte en mi crecimiento personal y académico.*

*A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, por brindarme la oportunidad de recibir una excelente formación profesional.*

*A mis familiares, amigos y compañeros, por su apoyo y compañía constantes e incondicionales.*

*A todos los que de una u otra forma aportaron para el desarrollo de este proyecto.*

## **TABLA DE CONTENIDO**

	<b>Pág</b>
INTRODUCCIÓN	16
1. FUNDAMENTOS DEL PETRÓLEO Y EL GAS DE LUTITA	19
1.1. GAS DE LUTITA	19
1.2. PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL GAS DE LUTITA	21
1.2.1. Sitio de Preparación y Construcción	21
1.2.2. Exploración	22
1.2.3. Perforación	22
1.2.4. Revestimiento del pozo	23
1.2.5. Fracturamiento Hidráulico	23
1.2.6. Restauración del sitio	24
1.2.7. Administración del agua	24
1.3. PETRÓLEO DE LUTITA	24
1.4. PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL PETRÓLEO DE LUTITA	26
1.5. TECNOLOGÍAS DE DESARROLLO DE PETRÓLEO Y GAS DE LUTITA	27
1.5.1. Perforación Horizontal	27

<b>1.5.2.</b>	<b>Fracturamiento Hidráulico</b>	<b>29</b>
<b>1.5.2.1.</b>	<b>Descripción General del Proceso</b>	<b>30</b>
<b>1.5.2.2.</b>	<b>Equipamiento Común en el Fracturamiento Hidráulico</b>	<b>33</b>
<b>1.5.2.3.</b>	<b>Impactos asociados al fracturamiento hidráulico</b>	<b>34</b>
<b>2.</b>	<b>POTENCIALES IMPACTOS AMBIENTALES DE LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS DE LUTITA</b>	<b>37</b>
<b>2.1.</b>	<b>TIPOS DE POTENCIALES IMPACTOS AMBIENTALES</b>	<b>38</b>
<b>2.1.1.</b>	<b>Impacto Potencial en los recursos de agua potable</b>	<b>39</b>
<b>2.1.2.</b>	<b>Impacto Potencial en la Atmósfera</b>	<b>45</b>
<b>2.1.3.</b>	<b>Riesgo Químico</b>	<b>46</b>
<b>2.1.4.</b>	<b>Otros impactos</b>	<b>47</b>
<b>2.2.</b>	<b>IMPACTOS NEGATIVOS SOBRE LA COMUNIDAD</b>	<b>47</b>
<b>2.2.1.</b>	<b>Tráfico de Camiones</b>	<b>47</b>
<b>2.2.2.</b>	<b>Preocupación por la Contaminación del Aire</b>	<b>49</b>
<b>2.2.3.</b>	<b>Preocupación por la Contaminación del Agua</b>	<b>51</b>
<b>3.</b>	<b>BUENAS PRÁCTICAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA</b>	<b>52</b>
<b>3.1.</b>	<b>CONCEPTO DE BUENAS PRÁCTICAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA</b>	<b>52</b>
<b>3.2.</b>	<b>FACTORES DE ÉXITO DE LAS BUENAS PRÁCTICAS</b>	<b>52</b>

<b>3.3.</b>	<b>ESTÁNDARES INTERNACIONALES</b>	<b>53</b>
<b>3.4.</b>	<b>ESTÁNDARES NACIONALES</b>	<b>55</b>
<b>3.4.1.</b>	<b>Asociación Colombiana del Petróleo – ACP</b>	<b>55</b>
<b>3.4.2.</b>	<b>Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH</b>	<b>56</b>
<b>3.4.2.1.</b>	<b>Guía Técnica Colombiana de Buenas Prácticas Sociales en el Sector de Hidrocarburos</b>	<b>57</b>
<b>3.4.3.</b>	<b>Ministerios de Minas y Energía</b>	<b>57</b>
<b>3.4.3.1.</b>	<b>Resolución 181495 del 2 de Septiembre de 2009</b>	<b>57</b>
<b>3.4.3.2.</b>	<b>Resolución 180742 del 16 de Mayo de 2012</b>	<b>57</b>
<b>3.4.3.3.</b>	<b>Decreto 3004 del 26 de Diciembre de 2013</b>	<b>58</b>
<b>3.4.3.4.</b>	<b>Resolución 90341 del 27 de Marzo de 2014</b>	<b>58</b>
<b>3.4.4.</b>	<b>Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA</b>	<b>58</b>
<b>3.5.</b>	<b>BUENAS PRÁCTICAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS DE LUTITA</b>	<b>59</b>
<b>3.5.1.</b>	<b>Proceso de desarrollo del petróleo y gas de lutita, y la protección del agua</b>	<b>64</b>
<b>3.5.1.1.</b>	<b>Permiso</b>	<b>64</b>
<b>3.5.1.2.</b>	<b>Construcción del Pozo</b>	<b>65</b>
<b>3.5.1.2.1.</b>	<b>Programas de tubería de revestimiento y cementación</b>	<b>69</b>
<b>3.5.1.2.2.</b>	<b>Perforación Horizontal</b>	<b>71</b>
<b>3.5.1.2.3.</b>	<b>Fracturamiento Hidráulico</b>	<b>71</b>

<b>3.5.1.3.</b>	Cierre y abandono de los pozos	74
<b>3.5.2.</b>	Disposición de residuos	75
<b>3.5.3.</b>	Opciones para la disposición del agua de desecho	77
<b>3.5.3.1.</b>	Inyección subterránea	77
<b>3.5.3.2.</b>	Piscinas	78
<b>3.5.3.3.</b>	Tratamiento del Agua	79
<b>3.5.3.3.1.</b>	Proceso de Tratamiento en Plantas Públicas	80
<b>3.5.3.3.2.</b>	Proceso de Tratamiento en Plantas Comerciales	81
<b>3.5.3.4.</b>	Reutilización	82
<b>3.5.4.</b>	Contaminación atmosférica y emisiones de gases de efecto invernadero	83
<b>3.5.5.</b>	Buenas prácticas de la industria petrolera relacionadas con otros impactos ambientales	84
<b>3.6.</b>	PRÁCTICAS EN LA REGLAMENTACIÓN COLOMBIANA	89
<b>3.6.1.</b>	Ministerio de Minas y Energía	89
<b>3.6.1.1.</b>	Resolución 180742 del 16 de Mayo de 2012	89
<b>3.6.1.2.</b>	Decreto 3004 del 26 de Diciembre de 2013	94
<b>3.6.1.3.</b>	Resolución 90341 del 27 de Marzo de 2014	94
<b>3.6.2.</b>	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA	111
<b>3.6.2.1.</b>	Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los Proyectos de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos. 20 de Marzo de 2014.	111

3.7. ESTADÍSTICAS DE LA DISMINUCIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES CON LA IMPLEMENTACIÓN DE BUENAS PRÁCTICAS	134
4. CONCLUSIONES	140
5. RECOMENDACIONES	142
BIBLIOGRAFÍA	144

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema general de las etapas llevadas a cabo para el desarrollo del gas natural.

Figura 2. Perforación direccional de un yacimiento de gas de lutita.

Figura 3. Plataformas multipozo.

Figura 4. Proceso general del fracturamiento hidráulico.

Figura 5. Esquema general del proceso de inyección del fluido de fracturamiento.

Figura 6. Impacto potencial en los recursos de agua potable.

Figura 7. Daño de la carretera en Pennsylvania, Estados Unidos.

Figura 8. Salmuera sobre las carreteras.

Figura 9. Efectos y riesgos para el medio ambiente y la naturaleza en el desarrollo del petróleo y gas de lutita.

Figura 10. Diagrama general de la construcción de un pozo horizontal.

Figura 11. Construcción de una piscina para almacenamiento de aguas de desecho localizada en la zona de la lutita de Marcellus.

Figura 12. Muro temporal para mitigar el ruido de las operaciones.

Figura 13. Lugar de exploración petrolera cerca al Parque Nal. Yasuni, Ecuador.

Figura 14. Plataforma de exploración petrolera.

Figura 15. Levantamiento de polvo y riego de carreteras.

Figura 16. Pozos perforados y violaciones ambientales.

Figura 17. Pozos perforados y eventos ambientales contaminantes.

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Afloramiento de roca tipo lutita. “Evaluación y producción de gas no convencional – Gas de lutita”.

Tabla 2. Reglamentos y autoridad reguladora para *plays* de gas de lutita activos en Estados Unidos.

Tabla 3. Parámetros adicionales de calidad de agua para la exploración de yacimientos no convencionales.

Tabla 4. Decisiones regulatorias e incidentes de violaciones ambientales.

## RESUMEN

**TÍTULO:** MANUAL DE BUENAS PRÁCTICAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE SHALE GAS Y SHALE OIL \*

**AUTOR:** SLENDY MARCELA LÓPEZ RUEDA \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Manual, Buenas prácticas, Exploración, Explotación, *Shale gas*, *Shale oil*

### DESCRIPCIÓN

El gas de lutita (“*Shale gas*”) y el petróleo de lutita (“*Shale oil*”) son dos de los recursos no convencionales más importantes y prometedores para el futuro energético del mundo. Por esto, Colombia está dando sus primeros pasos en su exploración, creando así la necesidad de conocer las prácticas adecuadas para la mitigación de los riesgos ambientales de su exploración y explotación.

El pionero en su desarrollo es Estados Unidos y a través del tiempo se han visto los impactos ambientales, sobre todo en la contaminación de las aguas subterráneas potables, afectando principalmente la población rural.

Es importante analizar los riesgos ambientales, e identificar cómo la industria petrolera está enfrentando este desafío, con el fin de generar una discusión al respecto en nuestro país, y aportar un documento a las autoridades ambientales y legisladores, para implementar una adecuada reglamentación que impida o mitigue los posibles impactos ambientales en el territorio colombiano.

En Francia y en algunos Estados de los Estados Unidos está prohibida la explotación del gas de lutita, pero la idea no es prohibir su explotación en Colombia, sino contribuir con un manual de buenas prácticas que apunte a un desarrollo sostenible con el medio ambiente.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingeniería de Petróleos. Escuela de Ingenierías Físicoquímicas. Director: Oscar Vanegas Angarita

## ABSTRACT

**TITLE:** HANDBOOK OF GOOD PRACTICES IN THE OIL INDUSTRY FOR THE EXPLORATION AND EXPLOITATION OF SHALE GAS AND SHALE OIL \*

**AUTHOR:** SLENDY MARCELA LÓPEZ RUEDA \*\*

**KEYWORDS:** Handbook, Good Practices, Exploration, Exploitation, Shale Gas, Shale oil

### DESCRIPTION

Shale gas and shale oil are two of the most important and promising unconventional resources for the world's energetic future. Therefore, Colombia is taking its first steps in their exploration, creating the need to know the appropriate practices to mitigate the environmental risks of their exploration and exploitation.

The pioneer in the development of shale gas and shale oil is US and over time have been environmental impacts, particularly contamination of drinking groundwater, affecting mainly the rural population.

It is important to analyze environmental risks, and identify how the oil industry is facing this challenge, in order to generate a discussion on this in our country, and provide a document to the environmental authorities and legislators, to implement appropriate regulations which prevent or mitigate potential environmental impacts in Colombia.

In France and some states of US shale gas exploitation is prohibited, but the idea is not to ban its exploitation in Colombia, but to contribute with a handbook of good practices that aims at sustainable development of the environment.

---

\* Degree Project

\*\* Petroleum Engineering Faculty. Physicochemical Engineering School. Directed by Oscar Vanegas Angarita.

## INTRODUCCIÓN

El petróleo, como fuente energética no renovable, está dando señales de su agotamiento a nivel de las reservas mundiales. A este hecho hay que añadir el preocupante aumento de la demanda. Así pues, el consumo en los próximos años se incrementará y, al mismo ritmo de crecimiento, la demanda será muy grande.

El hallazgo de nuevas reservas de petróleo se ha venido haciendo, con el tiempo, cada vez más difícil y se ha llegado a pensar que la producción global de petróleo ha sobrepasado su máximo. Los descubrimientos de nuevas reservas de petróleo son menores al consumo actual, y la mayoría de países productores de petróleo tienen una producción descendente; sin embargo, el gas y el petróleo de yacimientos no convencionales han ido mostrando un importante crecimiento a nivel mundial.

El petróleo y el gas natural pueden obtenerse de yacimientos convencionales y no convencionales. La diferencia es la forma, facilidad y costos de su extracción. En los últimos años, la industria petrolera se ha concentrado en la exploración de recursos no convencionales. Los recursos no convencionales, son aquellos recursos que se encuentran en reservorios de baja permeabilidad los cuales necesitan de tecnologías bastante avanzadas para lograr una producción que permita un flujo comercial, pues sus costos de producción son elevados debido a su complejidad. La mayor parte del crecimiento de la oferta de petróleo y gas proviene de formaciones no convencionales, vueltos económicamente viables por los avances tecnológicos en perforación horizontal y fracturamiento hidráulico ("*Fracking*"), lo cual ha revolucionado las perspectivas energéticas. Estos recursos son inclusive más abundantes que los recursos convencionales, siendo así la esperanza para la energía del futuro. Según la Administración de Información Energética o "*Energy Information Administration*" de Estados Unidos, en la actualidad, cerca del 50% del gas producido en este país proviene de yacimientos no convencionales y se espera que la cifra continúe creciendo. En cuanto a yacimientos de crudo, se espera que para el año 2030, entre el 5% y el 20% de petróleo provenga de estos yacimientos.

Los procesos de extracción de petróleo, y de los distintos “tipos” de gas natural (convencional, *shale*, *CBM*, *tight*, etc.) son muy distintos, requiriendo tecnologías que producen contaminación e impacto ambiental disímil. Por esto, es imperativo distinguir los impactos ambientales a nivel de exploración y explotación, en el caso del petróleo y gas de lutita, que usan estas tecnologías.

La exploración y explotación de petróleo y gas de lutita es una industria en desarrollo. La ciencia, la tecnología y las prácticas comerciales representan retos a los que aún se están adaptando no sólo los operadores, sino sus proveedores y el mercado en general. Por estas razones, es prematuro predecir el futuro desarrollo de la actividad.

Los avances en técnicas de exploración y explotación, están permitiendo mejor acceso a los recursos de yacimientos no convencionales a precios competitivos, lo que está teniendo un gran impacto en los mercados globales. Entonces, para poder lograr la producción de estos yacimientos se requieren de servicios de tecnología avanzada como la Perforación Horizontal o el Fracturamiento Hidráulico. Frente a su complejidad, estos proyectos pueden llegar a ser rentables con una combinación adecuada de costos, precios, condiciones contractuales, entre otros. Además de ser un mercado que puede traer un desarrollo económico en algunas zonas de Colombia. Con esto, se sabe que existen otras posibilidades de crecimiento económico para Colombia y que es un mercado que ha sido poco estudiado.

La explotación en los Estados Unidos ha provocado una preocupación creciente por sus posibles efectos ambientales, en particular el consumo de grandes volúmenes de agua, el uso de aditivos químicos y otras tecnologías sofisticadas. Además de los problemas científicos y tecnológicos propios, la industria debe lidiar con las autorizaciones oficiales.

Básicamente, la extracción de petróleo y gas de lutita son procesos industriales. Como tal, requieren cantidades masivas de agua y bastante cemento, así como también una producción a gran escala de tuberías. El agua utilizada, al ser procesada con químicos, queda completamente contaminada. Entonces, el

problema principal radica en deshacerse de ésta de forma prudente (idealmente, reciclarla), para así no dañar el medio ambiente.

Sin prejuicio de lo anterior, los productores afirman que la perforación horizontal ha disminuido la necesidad de tener enormes áreas destinadas a la extracción. Por otro lado, sostienen que: los químicos bombeados dentro del suelo (fracturamiento hidráulico) son 100% benignos; las tuberías de agua son anticorrosivas; la tecnología utiliza menos agua que una planta nuclear; y el agua utilizada se puede verter sin problemas impacto-ambientales. Sin embargo, observaciones de expertos y múltiples reclamos (por parte de ciudadanos) tienden a mostrar lo contrario, por lo que es importante analizar los posibles perjuicios ambientales que se pueden tener.

En Colombia, la situación ha cambiado en los últimos años. Sin embargo, los analistas y el mercado lo ven como un buen prospecto de inversión, y no hay duda, de que hay un gran futuro en los proyectos involucrados con petróleo y gas de lutita. Por esto, es importante asegurar que las condiciones fiscales, ambientales y sociales de estos proyectos, sean favorables para el país.

Debido a que en la exploración y explotación del petróleo y gas de lutita, es indudable el impacto ambiental, se deben tener claras las mejores prácticas (criterios y procedimientos) técnica, económica y ambientalmente eficientes, para su prevención y mitigación, y el aseguramiento de un alto nivel de desempeño ambiental, teniendo en cuenta aspectos técnicos, tecnológicos, operativos, económicos, administrativos y ambientales, con el fin de incorporar las especificaciones técnicas requeridas para lograr el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables que comprenden esta clase de formaciones, bajo parámetros que conduzcan la observancia de las disposiciones ambientales vigentes.

# 1. FUNDAMENTOS DEL PETRÓLEO Y EL GAS DE LUTITA

## 1.1. GAS DE LUTITA

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

En las explotaciones no convencionales a menor porosidad y permeabilidad del tipo de roca, más complejas y agresivas son las técnicas requeridas para extraer el gas. En el caso de los reservorios de gas de lutita es más costoso debido a su baja porosidad y casi nula permeabilidad.

El *shale* o lutita es una roca sedimentaria que fue depositándose como arcilla o lodo bajo el agua, formándose capas que fueron comprimidas por depósitos posteriores hasta convertirse en roca (Extracción de gas no convencional y la fractura hidráulica en Burgos, 2012). Esta generalmente presenta un color azul opaco en forma de placas laminares.

Este tipo de roca ya no actúa como sello, sino que actúa como roca generadora (roca madre) y a su vez como yacimiento. El gas que es producido de este tipo de yacimiento es el mismo gas que se encuentra en los yacimientos convencionales, solo que éste ya no es tan fácil de extraer porque está atrapado en rocas con una permeabilidad tan baja (menor a 0,1 md) y con una estructura de capas laminares donde la tecnología tradicional de perforación y extracción es complicada en este tipo de yacimiento. Este gas puede almacenarse intersticialmente en los espacios porosos, entre los granos de rocas o las fracturas de la lutita, o ser adsorbido en la superficie de los componentes orgánicos<sup>1</sup>.

El gas de lutita es producido únicamente bajo determinadas condiciones, aquellas lutitas que posean la combinación correcta en contenido orgánico, madurez de la roca, permeabilidad, porosidad, saturación de gas y fracturamiento de la formación, serán proyectos viables económicamente para la producción de gas. La

---

<sup>1</sup> CAVAZZOLI, Gustavo. RACHID, Raúl. Evaluación y producción de gas no convencional-shale gas, 2010

experiencia en múltiples cuencas de gas de lutita de los Estados Unidos ha demostrado que los yacimientos de este tipo deben satisfacer o exceder ciertos parámetros para ser comercialmente viables (Tabla 1)<sup>2</sup>.

**Tabla 1. Afloramiento de roca tipo lutita. “Evaluación y producción de gas no convencional – Gas de lutita”**

<b>Parámetro</b>	<b>Valor mínimo</b>
Porosidad	> 4%
Saturación de agua	< 45%
Saturación de petróleo	< 5%
Permeabilidad	> 100 nanodarcies
Contenido orgánico total	> 2%

**Fuente:** Gustavo Cavazzoli, Raúl Rachid, 2010.

La lutita tiene espacios porosos que no son suficientemente amplios como para generar un movimiento masivo de las moléculas de gas contenido en su interior, además las fracturas naturales (fisuras) que puede poseer esta roca, aunque son beneficiosas, generalmente no proveen trayectorias de permeabilidad suficiente para soportar la producción comercial. Estas fallas son producidas por el efecto combinado de la presión por la sobrecarga y de los esfuerzos principales en la corteza terrestre. Por lo tanto, es necesario utilizar la perforación horizontal o dirigida y el fracturamiento hidráulico<sup>3</sup>.

Para lograr maximizar la producción de gas de lutita con pozos horizontales, no solo debe dirigirse la perforación a lo largo de toda la zona donde se encuentra la lutita, sino que además debe intersectar la mayor cantidad de fisuras a lo largo de su trayectoria, por lo que, la mejor dirección es la ortogonal a la orientación general de las fisuras, las cuales son paralelas al esfuerzo horizontal máximo.

---

<sup>2</sup> Ibídem

<sup>3</sup> BLANCO, A., VIVAS, J. Shale Frac, un acercamiento a esta nueva tecnología. 2011

## 1.2. PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL GAS DE LUTITA

El proceso general de producción del gas de lutita se lleva a cabo en diferentes etapas, las cuales se muestran en la figura 1.

**Figura 1. Esquema general de las etapas llevadas a cabo para el desarrollo del gas natural**



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

### 1.2.1. Sitio de Preparación y Construcción

Los productores de gas natural comienzan el proceso de exploración y producción de este recurso mediante la obtención de derechos mineros de los propietarios interesados en el arrendamiento de sus tierras para la actividad de perforación. Un asesor se encarga de realizar toda la investigación en tribunales del condado para obtener información sobre los registros de propiedad y reglamentos que debe cumplir para luego reunirse con los propietarios y desarrollar un contrato de arrendamiento que se le dará al productor de gas con el derecho de producir gas natural u otros hidrocarburos<sup>4</sup>. El contrato de arrendamiento generalmente incluye

<sup>4</sup> Disponible en: <http://marcelluscoalition.org/marcellus-shale/production-processes>. Fecha de consulta: Noviembre de 2014.

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

### **1.2.2. Exploración**

Antes de perforar, la compañía operadora debe estudiar las condiciones geológicas específicas debajo de la tierra para saber si tiene potencial de producir gas. Geofísicos se encargan de realizar pruebas sísmicas de dos o tres dimensiones que ayuden a determinar las características geológicas de las formaciones rocosas debajo de la superficie de la tierra. La imagen sísmica tridimensional muestra imágenes acerca de la ubicación y el espesor de la lutita, además de ayudar a los geólogos a aumentar la probabilidad de una colocación más exacta de localizaciones de perforación. Las compañías encargadas de hacer sísmica perforan huecos de 20 ft de profundidad donde pueden colocar de 2 a 4 lb de dinamita para su detonación mientras el equipo sísmico se encuentra monitoreando las ondas de choque que llegan a los camiones de grabación. Los geófonos son los encargados de traducir las vibraciones recibidas desde el suelo en señales eléctricas para luego ser transmitidas hacia los camiones de sísmica<sup>5</sup>, sin embargo, estas imágenes no pueden mostrar si las rocas contienen gas natural u otros hidrocarburos. Para ello se requiere la perforación de un pozo exploratorio y el análisis de núcleos de rocas para determinar la viabilidad de un lugar determinado. En algunos casos después de invertir millones de dólares en el arrendamiento de la tierra, los registros sísmicos y el pozo exploratorio perforado determinarán si la lutita puede producir cantidades económicamente recuperables.

### **1.2.3. Perforación**

El proceso de perforación se enfoca primero en llegar y proteger zonas acuíferas bajo la tierra. Cuando se ha completado la perforación con una pequeña cantidad de agentes lubricantes hasta la zona de aguas subterráneas, se prosigue a

---

<sup>5</sup> Ibídem.

revestir y cementar herméticamente para formar la barrera entre el pozo y la tierra. Después de perforar verticalmente hasta una profundidad un poco por encima de la formación de lutita, la broca puede entonces iniciar su cambio de dirección para entrar dentro de la lutita empujando de manera horizontal. A veces la distancia horizontal llega hasta los 5.000 metros en la formación, esto permite la extracción de grandes cantidades de gas natural de un solo pozo<sup>6</sup>.

#### **1.2.4. Revestimiento del pozo**

El proceso de revestir el pozo ayuda a mantener el pozo abierto y estable, además de aislar para proteger la tierra y las aguas subterráneas.

#### **1.2.5. Fracturamiento Hidráulico**

La extracción de gas natural de un pozo horizontal requiere el uso de más agua que los pozos verticales tradicionales, la cantidad de agua requerida por pozo oscila entre tres y cinco millones de galones de agua. Los productores de gas deben identificar y obtener los permisos de las agencias reguladoras estatales para retirar el agua de arroyos o ríos, las cuales limitan la extracción de agua para proteger la vida acuática y los recursos de la población. Las nuevas tecnologías, permiten a los productores reciclar y reutilizar casi toda el agua utilizada en el proceso de terminaciones. El agua que se utiliza para la fractura hidráulica es transportada hasta el sitio del pozo donde se mezcla cuidadosamente con arena y otros agentes lubricantes. Puede tomar varios días completar el proceso de estimulación, y requiere una vigilancia continua para garantizar la seguridad de los trabajadores y la protección del medio ambiente.

Los productores de gas natural reconocen que el proceso de perforación y terminación no está exento de inconvenientes a corto plazo. Por ello algunos miembros de estas compañías se comprometen a trabajar para desarrollar planes de gestión vial que aseguren la reparación oportuna y la seguridad de los conductores sobre las carreteras<sup>7</sup>.

---

<sup>6</sup> Ibídem.

<sup>7</sup> Ibídem.

### **1.2.6. Restauración del sitio**

La restauración implica paisajismo y contornear la propiedad en la mayor medida posible a las condiciones iniciales en las que se encontraba el sitio. Los dueños de las propiedades generalmente solo ven una cabeza de pozo pequeña sobre una plataforma de concreto, una pequeña cantidad de equipo, dos a tres tanques de almacenamiento de agua y un sistema de medición para supervisar la producción de gas. Todo el equipo está pintado para mantener la seguridad.

### **1.2.7. Administración del agua**

Para que las reguladoras estatales den el permiso de llevar a cabo las operaciones de gas de lutita en algún sitio, las compañías operadoras deben presentar un plan de administración que contenga propuestas sobre la fuente de agua a ser utilizada, las operaciones de construcción y perforación, además de algunas garantías ambientales como control del polvo, controles para proteger los recursos superficiales y subterráneos de agua, entre otros.

El agua producida por el fracturamiento hidráulico es gestionada de acuerdo con las regulaciones locales. En la cuenca de los Apalaches este fluido de retorno es casi totalmente reciclado y reutilizado para fracturar pozos adicionales. Cierta porción de ese flujo es inyectado subterráneamente bajo las regulaciones de la EPA<sup>8</sup>.

## **1.3. PETRÓLEO DE LUTITA**

El petróleo de lutita se obtiene de una roca porosa que contiene bitumen transformado en crudo en su entierro. Normalmente se encuentra a poca profundidad. En las profundidades se pueden encontrar rocas con potencial de generación de aceite y otros líquidos.

El petróleo de lutita está emergiendo rápidamente como un nuevo recurso no convencional significativo y de relativamente bajo costo en los Estados Unidos. Hay potencial para que la producción se extienda a nivel mundial durante el próximo par de décadas. Si lo hace, podría revolucionar los mercados energéticos

---

<sup>8</sup> *Ibidem.*

mundiales, proporcionando una mayor seguridad energética a largo plazo a un menor costo para muchos países.

Un análisis sugiere que la producción mundial de petróleo de lutita tiene el potencial de llegar hasta a 14 millones de barriles de petróleo por día en 2035; esto equivale a 12% del suministro total de petróleo del mundo<sup>9</sup>.

La posible aparición de petróleo de lutita presenta importantes oportunidades estratégicas y desafíos para la industria de petróleo y gas y para los gobiernos de todo el mundo. También podría influir en la dinámica de la geopolítica, ya que aumenta la independencia energética de muchos países y reduce la influencia de la OPEP.

Las consecuencias ambientales potenciales de un aumento en la producción de petróleo de lutita son complejas y se necesitará una regulación adecuada para satisfacer las preocupaciones ambientales locales y nacionales. El petróleo de lutita podría tener efectos ambientales adversos haciendo menos atractivos los combustibles alternativos, pero también podría desplazar a la producción de mayor costo y más sensible ambientalmente.

Con base en los datos publicados por el Dr. Dyni (2003) y modificados por Jialin Qian (2008), el petróleo de lutita mundial in situ representa alrededor de 400 billones de toneladas, estos recursos son mayores que los de petróleo (más de 300 billones de toneladas)<sup>10</sup>.

Entre los diez primeros países, Estados Unidos ocupa el primer lugar con las mayores reservas de shale oil in place (300 billones de toneladas), los restantes nueve países en orden decreciente son: Rusia (39 billones de toneladas), Zaire (14 billones de toneladas), Brasil (12 billones de toneladas), Jordania (5.2 billones de toneladas), Marruecos (5 billones de toneladas), Australia (4.5 billones de toneladas), China (2.7 billones de toneladas), Estonia (2.5 billones de toneladas) e Italia (1.4 billones de toneladas) (Dyni, 2003; Qian, 2008).

---

<sup>9</sup> PwC. Shale oil: The next Energy Revolution. Febrero 2013.

<sup>10</sup> Qian, Jialin. Wang, Jianqiu. Li Shuyuan. World's Oil Shale Available Retorting Technologies And The Forecast Of Shale Oil Production. Beijing, China. 2008

#### **1.4. PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL PETRÓLEO DE LUTITA**

Los yacimientos de petróleo de lutita, son yacimientos productores de aceite. En estas formaciones, los hidrocarburos están atrapados en la roca, por lo que para explotarlos es necesario implementar nuevas tecnologías, como la perforación de pozos horizontales, y el fracturamiento hidráulico. Los hidrocarburos que se obtienen, a menudo, no son de buena calidad.

El desarrollo de los recursos de petróleo de lutita ha ganado una atención significativa en los últimos años. Varios factores han contribuido a ello, incluyendo las nuevas tecnologías de recuperación, el aumento de la demanda mundial de hidrocarburos líquidos, y el continuo descenso de la producción de petróleo convencional. En los últimos años, varias iniciativas han sido tomadas por los gobiernos y el sector privado para fomentar el desarrollo de esta industria.

Los Estados Unidos tienen los depósitos más grandes y concentrados de petróleo de lutita en el mundo, incluyendo cerca de 200 billones de barriles a través de los estados del este y del oeste. Sin embargo, hasta hace poco, los esfuerzos de desarrollo de Estados Unidos han sido en gran parte en hiato. Varias otras naciones también tienen recursos de petróleo de lutita significativos, entre ellos China, Estonia, Israel y Turquía. Desde 2006, más de 25 empresas de Estados Unidos han hecho pública información sobre nuevas tecnologías. Otras compañías no estadounidenses también han logrado avances significativos.

Se han llevado a cabo análisis para identificar y perfilar tecnologías avanzadas que mejoren el rendimiento y ayuden a mitigar las barreras de la comercialización. Los avances incluyen la reducción del uso del agua, la mejora de la eficiencia energética y el balance neto de energía, una mejor gestión del carbono y las emisiones, el impacto superficial reducido, el uso y disposición de la lutita gastada, y la eficaz protección de las aguas subterráneas. Estos análisis se ocupan de los procesos tanto de superficie como in situ e incluyen tecnologías destinadas a producir combustibles líquidos o para disparar la generación de energía eléctrica.

Los resultados sugieren una promesa significativa de que la producción de petróleo de lutita puede ser técnica y económicamente viable, mientras que se cumplan los rigurosos estándares públicos e industriales para el desempeño técnico, la conservación de recursos y la protección del medio ambiente. También identifica áreas donde se necesitan más investigación, desarrollo y demostración.

## 1.5. TECNOLOGÍAS DE DESARROLLO DE PETRÓLEO Y GAS DE LUTITA

Las prácticas llevadas a cabo por los productores de petróleo y gas natural en el desarrollo de *plays* de petróleo y gas de lutita están en constante evolución. Entre cada *play* y a través de múltiples *plays*, los operadores ganan experiencia, nuevas tecnologías son inventadas, las viejas tecnologías son refinadas, se introducen innovaciones de empresas de servicios, y los factores económicos de costos de los pozos y valor del producto suben y bajan.

Las tecnologías actuales de extracción son dos y funcionan de manera complementaria: Perforación horizontal dirigida (“*Horizontal drilling*”) y Fracturamiento hidráulico (“*Hydraulic fracturing*”). La primera tiene el propósito de atravesar y llegar a los yacimientos, mientras la segunda, a través de reacciones químicas y presión de fluidos, aumenta la permeabilidad de la roca permitiendo la salida del petróleo y del gas natural.

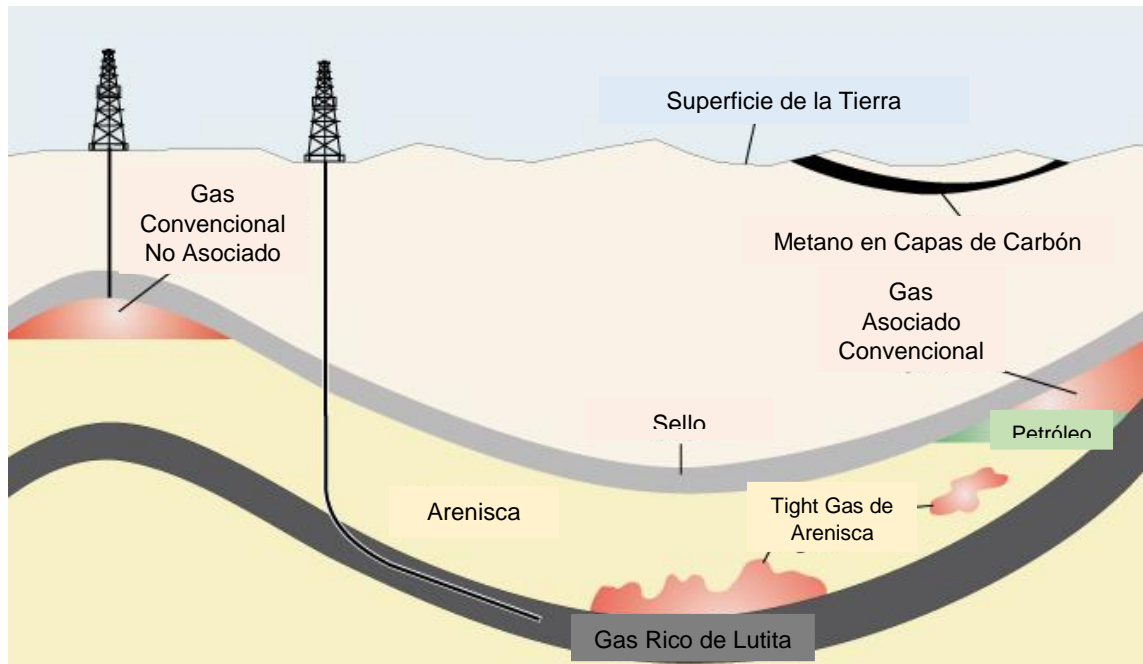
### 1.5.1. Perforación Horizontal

La perforación horizontal permite agotar más los recursos en una zona geográfica que con un solo pozo vertical en la misma zona. En comparación, un pozo horizontal puede extenderse desde 2.000 a 6.000 pies de largo y drenar un área aproximadamente 4.000 veces mayor que la drenada por un pozo vertical<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> J. Daniel, B. Bohm, D. Cornue, “Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development”, SPE, 2009.

**Figura 2. Perforación direccional de un yacimiento de gas de lutita**



**Fuente:** Modificado de: Shale Gas and the Outlook for U.S. Natural Gas Markets and Global Gas Resources. US Energy Information Administration. 2011.

Como se muestra en la figura 2, para realizar una perforación horizontal primero se realiza una perforación vertical para llegar unos pocos cientos de metros arriba de la altura del yacimiento. Luego, el perforador “se gira” en un ángulo cercano a los 45° para así taladrar a través del depósito de petróleo o gas de lutita, permitiendo una mayor extracción de éste. Se necesitaron años de experiencia y avances tecnológicos en distintas ciencias para hacer de la perforación horizontal una técnica física y económicamente factible:

- Primero, entender que muchos pozos no son físicamente verticales, sino más bien horizontales.
- Técnicas de sondeo y monitoreo, compuestas por tres mediciones: profundidad, inclinación y azimuth magnético.
- Diseños de BHA (Ensamblaje de fondo de pozo) para una avanzada perforación.
- Otros avances tecnológicos en: Tuberías de perforación, caja y pin, collares de perforación, rimadores y estabilizadores, etc.

- Aplicación de motores de barro (“*Mud motors*”), los cuales utilizan el barro para producir potencia adicional de perforación.

Sin embargo, sin el fracturamiento hidráulico esta técnica es inefectiva en pozos de lutitas.

### 1.5.2. Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico o *fracking* no es una tecnología nueva, los registros indican que fue desarrollado por primera vez en 1903, pero su primera aplicación comercial se produjo en 1948.

El fracturamiento hidráulico es el proceso de usar fluido a alta presión compuesto principalmente por agua y arena, y por ciertos componentes químicos, con el fin de abrir los poros de la roca y permitir que las fracturas permanezcan abiertas para que salga el petróleo y el gas al pozo<sup>12</sup>.

Sin embargo esta técnica se considera bastante compleja cuando es aplicada en rocas de baja permeabilidad, debido a que las zonas donde se depositaron los sedimentos para formar las lutitas es bastante extensa geográficamente y la forma en cómo se depositaron podría haber sido diferente para cada zona, por lo que el campo de esfuerzos al que se encuentra sometido podría variar<sup>13</sup>. Esto quiere decir que un diseño de fractura puede resultar exitoso para un área, pero no para otras.

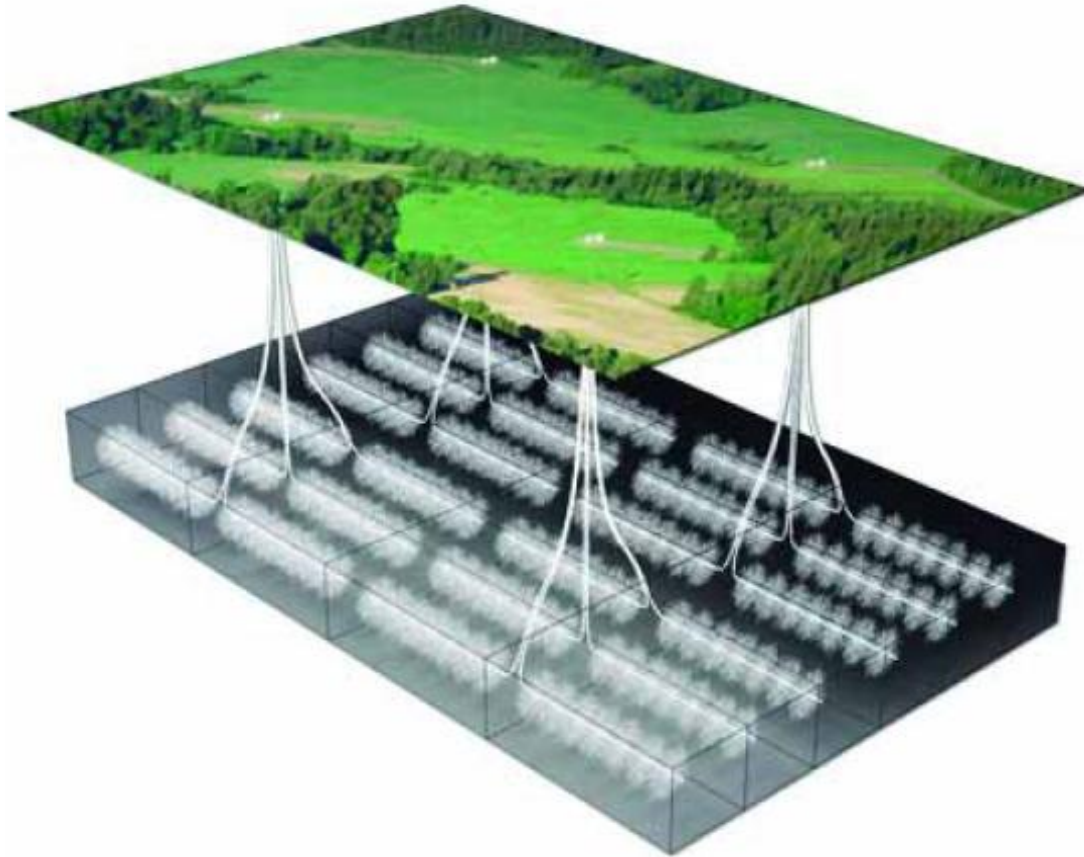
La utilización de las técnicas de perforación de pozos horizontales y el fracturamiento hidráulico genera diferencias con las explotaciones convencionales respecto de la cantidad y distribución de pozos sobre los yacimientos. Debido a que este proceso permite que se perforen pozos múltiples desde una misma plataforma como se muestra en la figura 3.

---

<sup>12</sup> S.L. Sakmar, Esq., University of San Francisco (2011) Shale Gas Developments in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry, SPE

<sup>13</sup> Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development

**Figura 3. Plataformas multipozo**



**Fuente:** La extracción de gas no convencional y la fractura hidráulica. Permisos en Burgos. Noviembre de 2011.

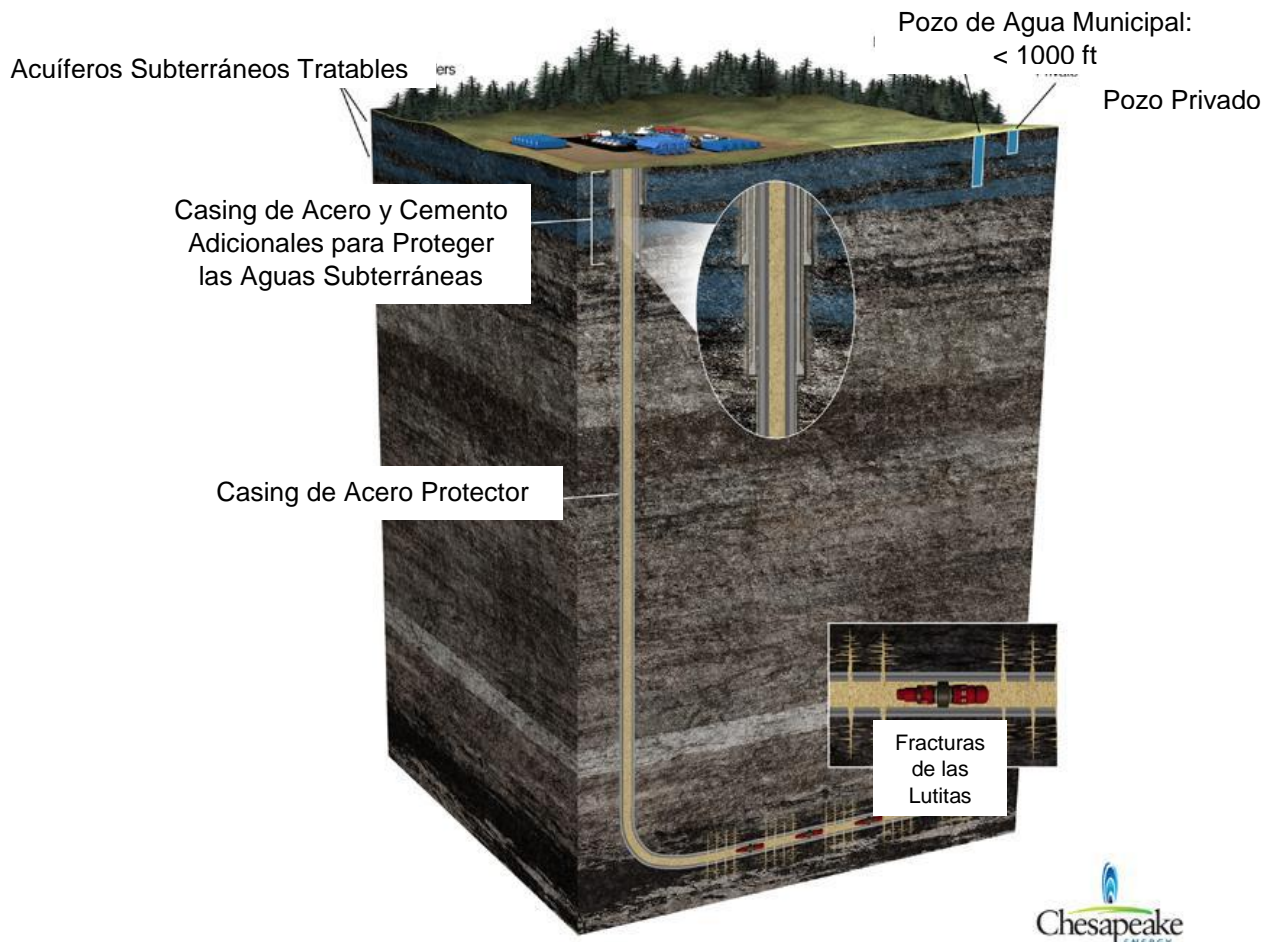
### **1.5.2.1. Descripción General del Proceso**

Antes de que las compañías operadoras y de servicios realicen un tratamiento de fractura hidráulica a un pozo, deben llevar a cabo una serie de pruebas para asegurarse de que el pozo, el equipo de cabeza de pozo y el equipo para fracturar tienen un buen funcionamiento y que van a resistir las presiones y tasas a bombear. En Estados Unidos el mínimo de requerimiento para realizar esta práctica está establecido por cada estado<sup>14</sup>. A continuación se muestra un gráfico (figura 4) general de las diferentes etapas llevadas a cabo para el desarrollo del gas natural.

---

<sup>14</sup> *Ibíd.*

**Figura 4. Proceso general del fracturamiento hidráulico**



**Fuente:** Modificado de: <http://www.hydraulicfracturing.com/Process/Pages/information.aspx>

Luego de probar que todos los equipos se encuentran en buenas condiciones, se realiza la perforación vertical atravesando capas de rocas y acuíferos, desde la plataforma en la superficie hacia donde se encuentra la capa de lutitas. Antes de llegar a la capa de lutitas comienza la perforación horizontal para poder penetrar en el estrato de interés. Como las distancias horizontales son muy largas, el proceso de fracturamiento hidráulico que se iniciará después se lleva a cabo en varias etapas independientes. El proceso de perforación se lleva a cabo ininterrumpidamente las 24 horas del día durante meses. A medida que se van instalando los tubos de revestimiento (*casing*) que refuerzan el hueco de la perforación, se va cementando el espacio existente entre el exterior del tubo y la

pared del pozo (espacio anular). La cementación es de suma importancia puesto que en la fase de fracturamiento hidráulico el pozo es sometido a múltiples cambios de presión muy fuertes.

Los tubos de revestimiento junto con el cemento cumplen una función estructural importante que es proporcionar solidez y consistencia al pozo, además de prevenir hundimiento del pozo. También cumplen otra función importante que es proteger los acuíferos de posibles contaminaciones por los lodos de perforación, el fluido de fractura, como el propio gas metano, metales pesados, partículas radioactivas u otras, o cualquiera de las sustancias presentes en la roca<sup>15</sup>.

Una vez alcanzado el estrato deseado se utilizan explosivos para crear pequeñas grietas alrededor del orificio de producción.

Con el fracturamiento hidráulico se generan estas pequeñas grietas, las cuales se extienden por varios cientos de metros debido a la elevada presión con que entra el fluido inyectado. El tramo horizontal es dividido en varias etapas independientes empezando por el extremo final (pie). Cada etapa es fracturada alrededor de 15 veces consecutivas y cada una con aditivos específicos.

Por lo tanto cada pozo es sometido a un gran número de fuertes compresiones y descompresiones que ponen a prueba la resistencia de los materiales y la correcta realización de la cementación, de las uniones, del sellado, etc.

Aproximadamente un 98% del fluido inyectado es agua y un agente de apuntalamiento (normalmente arena) que sirve para mantener abierta las fracturas formadas, permitiendo así la extracción posterior del petróleo o gas a través del tubo de producción. El 2% restante son productos químicos que sirven para lograr una distribución homogénea del agente de apuntalamiento, facilitar el retroceso del fluido, inhibir la corrosión, limpiar los orificios y tubos y como antioxidante, bioxida/bactericida.

La perforación y el fracturamiento hidráulico de pozos horizontales de petróleo y gas de lutita requieren de aproximadamente entre 2 a 7 millones de galones de agua por pozo, dependiendo de las características de la formación y de cada pozo en particular. El agua con frecuencia proviene de los cuerpos de agua

---

<sup>15</sup> Extracción de gas no convencional y la fractura hidráulica en Burgos, 2012

superficiales como ríos y lagos, pero también pueden provenir de las aguas subterráneas y aguas producidas reutilizadas<sup>16</sup>.

Las necesidades de agua de las operaciones de fractura entran en conflicto con el suministro para la demanda local. Esto puede tener nefastas consecuencias para la vida acuática, la pesca y otras actividades recreativas así como para industrias o explotaciones agrícolas o ganaderas<sup>17</sup>.

Otra fase del proceso es la gestión del fluido de retorno que emerge a la superficie junto al gas y que puede oscilar entre el 15 y el 80% del líquido inyectado. La parte no recuperada del fluido permanece en el subsuelo desde donde podría migrar hacia la superficie o hacia los acuíferos. El fluido es altamente tóxico y sigue emergiendo en cantidades menores durante un período prolongado<sup>18</sup>.

#### 1.5.2.2. Equipamiento Común en el Fracturamiento Hidráulico

Las operaciones de fracturamiento hidráulico requieren el uso de una variedad de equipos, entre ellos:

- **Mezclador o *Blender*:** Este equipo extrae de los tanques de almacenaje el fluido fracturante (viscoso) para mezclar con un propante (arena). Esta lechada es usada para mantener la fractura abierta una vez que el tratamiento ha sido terminado. Este equipo es peligroso porque el polvo de los productos que se están mezclando y la salpicadura de los fluidos pueden provocar daños a los pulmones, irritación a los ojos y/o quemaduras.
- **Bomba para fracturar o *Frac Pump*:** Esta lechada es luego pasada a una bomba de alta presión la cual introduce los fluidos al pozo. El tipo de bomba se escoge de acuerdo a las necesidades específicas.
- **Tanque de almacenamiento de fluidos:** En las operaciones de fracturamiento se emplean varios tamaños y configuraciones de tanques para almacenar los fluidos.

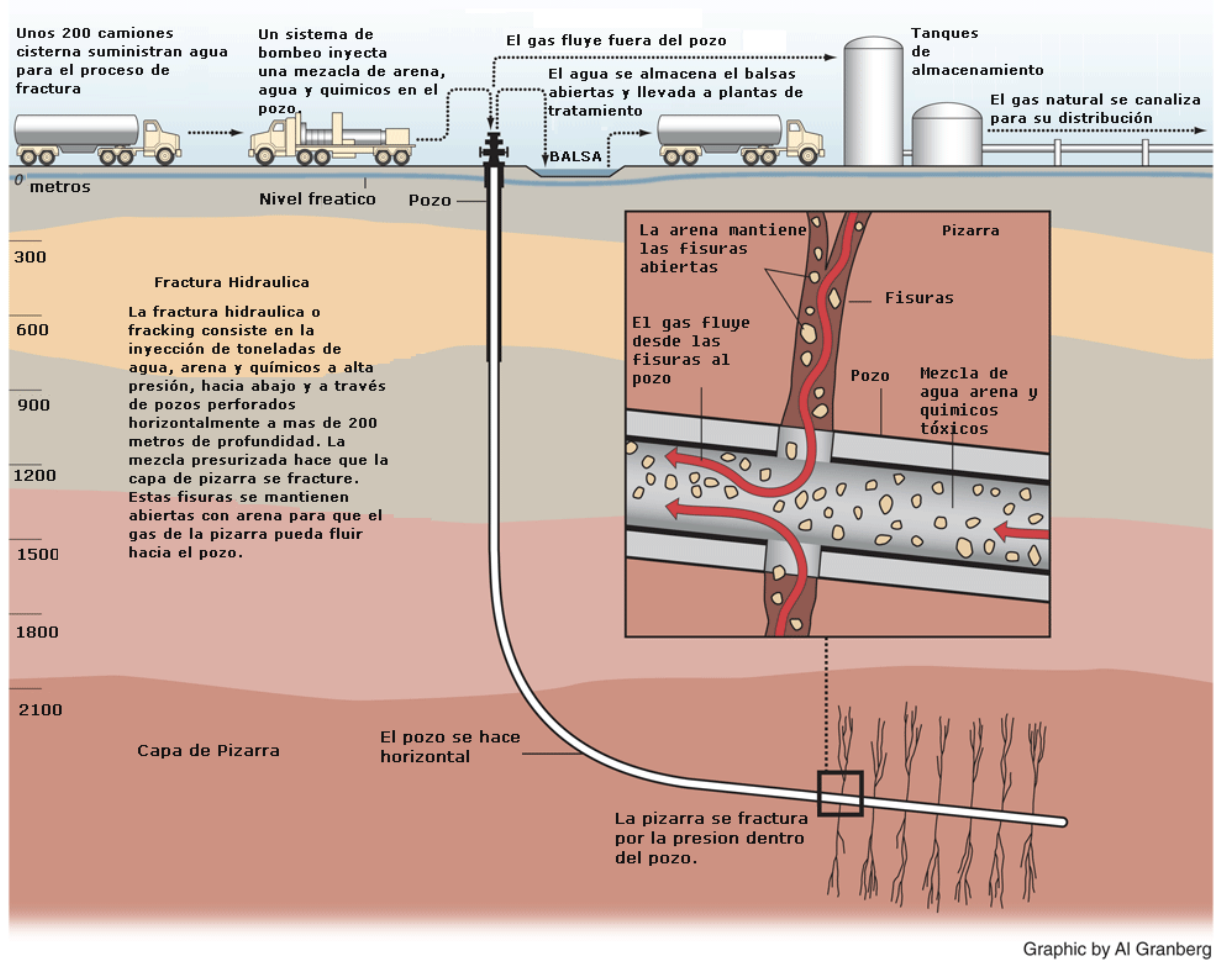
---

<sup>16</sup> Cumulative Impacts of Shale-Gas Water Management: Considerations and Challenges.

<sup>17</sup> Extracción de gas no convencional y la fractura hidráulica en Burgos, 2012.

<sup>18</sup> *Ibidem*

**Figura 5. Esquema general del proceso de inyección del fluido de fracturamiento**



**Fuente:** La extracción de gas no convencional y la fractura hidráulica. Permisos en Burgos. Noviembre de 2011.

### 1.5.2.3. Impactos asociados al fracturamiento hidráulico

Hoy en día Estados Unidos es el líder de la industria en términos de desarrollo de petróleo y gas de lutita. El éxito ha sido tal, que ahora ningún otro país en el mundo se quiere quedar atrás en esta revolución energética. Sin embargo esta experiencia ha ayudado no solo a este país sino al mundo entero a tomar grandes decisiones sobre esta práctica.

A pesar de que cada aspecto del fracturamiento hidráulico es controlado, supervisando que todas las partes del pozo estén en buen estado, realizando pruebas de presión al equipo bombeando agua o lodos antes de la estimulación con el fluido de fractura, todo este monitoreo cuidadoso no evita que existan numerosos riesgos que han dado lugar a diferentes incidentes graves de contaminación y generado preocupaciones sobre las consecuencias ambientales asociadas a esta operación.

Algunas compañías productoras de petróleo y gas de lutita han empezado por iniciativa propia, a tener más conciencia y compromiso en proteger al medio ambiente, al reutilizar los fluidos producidos durante un fracturamiento hidráulico y, a contribuir dando a conocer la información sobre los químicos utilizados a las diferentes organizaciones interesadas.

Sin embargo, estas acciones no han evitado que los diversos grupos ambientalistas y legisladores dejen de resistirse a que continúe la explotación, debido a que el impacto ambiental que se ha ocasionado en Estados Unidos, por estas operaciones, es inmenso e irreparable. A su vez, la oposición que se ha gestado en Estados Unidos se ha replicado en otros lugares del mundo, logrando así, por ejemplo, que en el 2011 Francia aprobara una ley que prohíbe la técnica de fracturamiento hidráulico.

En Estados Unidos se han presentado numerosas denuncias debido a la contaminación del medio ambiente durante todo el ciclo de la explotación del gas de lutita. Es por ello que, para llevar a cabo un desarrollo adecuado de este recurso, se requiere un estudio cuidadoso sobre posibles impactos ambientales generados por la práctica de esta técnica y las posibles regulaciones que se pueden plantear para evitar riesgos potenciales al medio ambiente y la salud pública. La principal entidad encargada de este estudio en los Estados Unidos es la Agencia de Protección Ambiental (*EPA*, por sus siglas en inglés), y es la que se encargará de entregar al Congreso de ese país, la ponencia de ley con la exposición de motivos detallado, para que este último sea el que tome la decisión de imponer o no nuevas regulaciones a la explotación del petróleo y el gas de lutita.

En el caso de Colombia, el Estado y el Gobierno son los responsables de asegurar el desarrollo del país en condiciones de sostenibilidad, y son las organizaciones, en este caso, las del sector de hidrocarburos, importantes aliados para que el

crecimiento económico generado por la exploración y explotación de los recursos no renovables se traduzca en aporte al desarrollo sostenible en las comunidades y regiones de Colombia<sup>19</sup>.

Para que esto ocurra es importante que las organizaciones estén comprometidas y sean diligentes en prevenir de forma integral los impactos de carácter social, ambiental y económico que generan sus operaciones y cumplir con sus políticas y prácticas de responsabilidad social.

---

<sup>19</sup> Proyecto de Guía Técnica Colombiana de Buenas Prácticas Sociales en el Sector de Hidrocarburos. 2014.

## 2. POTENCIALES IMPACTOS AMBIENTALES DE LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS DE LUTITA

El desarrollo de petróleo y gas de lutita en el mundo ha sido ampliamente reconocido como una de las tendencias más prometedoras en términos de creación de empleo y beneficios económicos con el desarrollo de *plays*. A su vez, también es visto como un gran potencial para aumentar los suministros domésticos de gas natural, y como un combustible fósil de combustión más limpia que podría mejorar la independencia energética. Si bien hay muchos defensores del petróleo y gas de lutita, también existe oposición a las tecnologías usadas para producirlos. Esta oposición se ha intensificado a medida que en la industria se aplica el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal de pozos en más partes.

Cuando la *Exxon Mobil* compró a la compañía *XTO Energy* en Junio de 2010 convirtiéndose en una de las principales compañías productoras de gas de lutita en los Estados Unidos, causó en los ambientalistas y en algunos legisladores una intensa preocupación debido a que aumentaría el uso de fracturamiento hidráulico, la perforación horizontal y con ello la contaminación del agua potable en este país. Frente a esta controversia Rex Tillerson, presidente de la *Exxon Mobil*, defendió la tecnología de fracturamiento hidráulico asegurando que con los recientes avances en la perforación horizontal se puede encontrar y producir gas natural de manera segura, eficiente y ambientalmente responsable, y que sin el fracturamiento hidráulico no se podría extraer el gas contenido en las lutitas. Según *Chesapeake Energy Corp*, una de las compañías perforadoras más importantes en el área de la lutita de *Marcellus* en Estados Unidos, el agua es el elemento esencial para llevar a cabo un fracturamiento hidráulico y de acuerdo a su experiencia en esa área, un pozo requiere en promedio de 5,5 millones de galones de agua, sosteniendo así que ellos solo usan una pequeña cantidad de agua en comparación con otras actividades diferentes a la explotación del gas de lutita, concluyendo así que el recurso del agua no se encuentre en riesgo<sup>20</sup>.

Sin embargo, la combinación de las tecnologías de fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal son la clave para desbloquear las vastas reservas de petróleo y gas de lutita en Norte América y en el mundo. Esto implica que para lograr el éxito en el desarrollo de los *plays* no solo se debe tener en cuenta las

---

<sup>20</sup> Shale Gas Developments in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry

tecnologías para extraer el recurso sino que además se deben considerar las cuestiones ambientales.

Los pozos horizontales en comparación con los pozos verticales tienen ciertas ventajas tanto técnicas como ambientales, estos se pueden extender hasta un poco más 6000 pies de largo y drenar un área aproximadamente 4000 veces mayor que la drenada por un pozo vertical. El aumento de drenaje crea una serie de importantes ventajas en relación con las preocupaciones ambientales, disminuyendo las áreas perdidas de vegetación, el hábitat perturbado y la construcción en general. Reducir el número de pozos de producción en un campo también reduce la necesidad de personal de campo, el tráfico de camiones, el ruido del tráfico además de menos personal de mantenimiento de las carreteras. Estos impactos pueden reducirse aún más por medio de estrategias de mitigación dentro del campo, tales como muros de sonido y otros.

Debido a que la lutita contiene algunas zonas de agua y es propenso a daños durante la perforación con lodo, algunos pozos son perforados con aire. El aire al igual que el lodo de perforación, tiene las funciones de lubricar, enfriar la broca y quitar cortes secos que pueden ser más fácilmente manejados que los residuos húmedos, pero esta está limitada a formaciones de menor presión<sup>21</sup>.

Pese a todas estas ventajas y a las afirmaciones de la industria de que el fracturamiento hidráulico es una tecnología segura y probada, organizaciones ambientales, organizaciones de salud pública y comunidades en todo el mundo, han expresado numerosas preocupaciones acerca de los potenciales impactos ambientales por el uso de fracturamiento hidráulico.

## **2.1. TIPOS DE POTENCIALES IMPACTOS AMBIENTALES**

Han habido numerosas denuncias de que el fracturamiento hidráulico ha llevado a la contaminación del aire como resultado de la liberación de compuestos orgánicos y gases de efecto invernadero, contaminación de tierras, aguas superficiales, aguas subterráneas, entre otros impactos negativos para el medio ambiente y la salud pública. Esta controversia se ha intensificado y extendido ampliamente generando así un crecimiento de terratenientes, ambientalistas y ciudadanos que alegan que esta tecnología consume enormes cantidades de

---

<sup>21</sup> Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development

agua generando muchos inconvenientes relacionados con el medio ambiente poniendo en riesgo el suministro de agua de toda una nación. Además se exigen investigaciones y regulaciones frente a este hecho que proporcionen un mínimo piso legal de protección del agua potable en el país, principalmente en los Estados de los Estados Unidos donde se está llevando a cabo la perforación y producción del gas de lutita, puesto que hasta ahora no existe ninguna regulación para el fracturamiento hidráulico.

En Estados Unidos, debido a la preocupación pública, el Congreso ordenó a la Agencia de Protección Ambiental (*EPA*, por sus siglas en inglés) que llevara a cabo una investigación científica y examinara la relación entre el fracturamiento hidráulico y los recursos de agua potable<sup>22</sup>.

En Colombia, de acuerdo con el Proyecto de Gestión del Conocimiento de Medio Ambiente adelantado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Ministerio de Minas y Energía se evidenció la necesidad de establecer requerimientos técnicos para los pozos de exploración y producción de yacimientos no convencionales<sup>23</sup>. En consecuencia, es necesario establecer los criterios y procedimientos aplicables a la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, con el fin de incorporar las especificaciones técnicas requeridas para lograr el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables que comprende esta clase de formaciones, bajo parámetros que conduzcan la observancia de las disposiciones ambientales vigentes.

### **2.1.1. Impacto Potencial en los recursos de agua potable**

La *EPA* elabora un reporte en el que hablará sobre los impactos potenciales en los recursos de agua potable, aunque aún no hace conclusiones sobre los impactos del fracturamiento hidráulico, porque estos se darán con un estudio final. Además deja claro que el papel central de la *EPA* en este estudio es asegurar que la producción de este recurso sea seguro y responsable, debido a que el petróleo y el gas de lutita desempeñan un papel central en el futuro energético del país como fuente de combustible doméstico, el cual tiene una amplia seguridad económica, y beneficios ambientales con respecto a otros recursos.

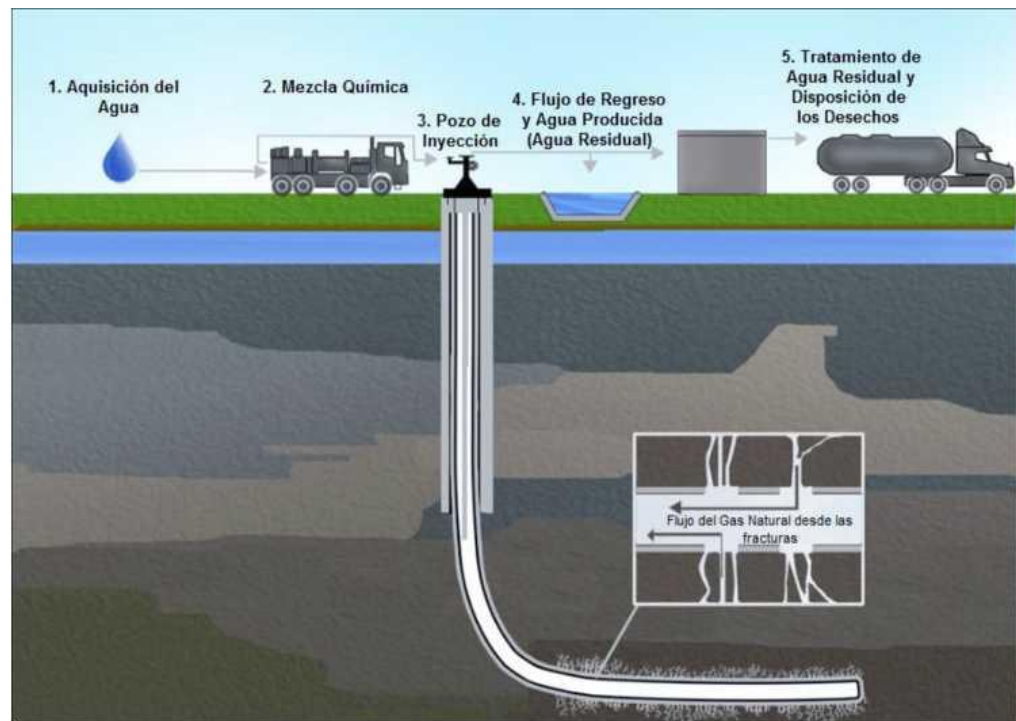
---

<sup>22</sup> Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA 2011

<sup>23</sup> Decreto 3004 del 26 de Diciembre de 2013

El alcance de la investigación incluye el ciclo de vida del agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico, desde su adquisición en los recursos de agua, la mezcla con productos químicos, su utilización en el proceso de fracturamiento, la etapa de post-fracturamiento, incluyendo la gestión de flujo de retorno, el agua producida y su tratamiento final y disposición como se observa en la figura 6<sup>24</sup>.

**Figura 6. Impacto potencial en los recursos de agua potable**



**Fuente:** Modificado de: <http://www2.epa.gov/hfstudy/hydraulic-fracturing-water-cycle>

De acuerdo a esto la *EPA* plantea el siguiente cuestionamiento siguiendo ese orden del ciclo de vida del agua en el fracturamiento hidráulico:

- **Etapa 1, Adquisición del agua:** Como grandes volúmenes de aguas superficiales y subterráneas (abastecen pozos y manantiales) son utilizados en el proceso de fracturamiento hidráulico, la *EPA* investiga el cambio en la cantidad de agua disponible para beber, así como la calidad del agua potable.

<sup>24</sup> Disponible en: [www.epa.gov/hfstudy/index.html](http://www.epa.gov/hfstudy/index.html)

- **Etapa 2, Mezcla Química:** Una vez el agua es llevada al lugar donde se encuentra el pozo, esta es combinada con aditivos químicos y apuntalantes para generar el fluido de fracturamiento. Los aditivos químicos se usan para una variedad de propósitos diferentes. La *EPA* investiga sobre la liberación por derrames o goteos del fluido de fracturamiento hidráulico en superficies o zonas vecinas (o cercanas a cuerpos de aguas potables) durante este procedimiento.
- **Etapa 3, Inyección en el pozo:** El fluido de fracturamiento hidráulico es inyectado a presión creando así grietas dentro de la formación geológica, permitiendo que el gas escape hacia el pozo para luego ser recolectado en la superficie. Los posibles impactos que se están investigando en esta etapa son la liberación de los fluidos del fracturamiento hidráulico a las aguas subterráneas debido a la inadecuada construcción del pozo así como la inadecuada operación, movimiento de los fluidos de fracturamiento hidráulico de la formación de interés a los acuíferos de agua potable a través de fracturas naturales o fracturas generadas por el hombre en el tratamiento, y movimiento de materiales naturales como metales o materiales radioactivos que se encuentran dentro de la tierra y se movilizan por las actividades del fracturamiento hidráulico hacia los acuíferos.
- **Etapa 4, Flujo de retorno y agua producida:** Cuando la presión en el pozo es liberada, el fluido de fracturamiento, el agua de la formación y el gas natural comienzan a fluir de regreso al pozo. Esta combinación de fluidos que contiene aditivos químicos del fracturamiento hidráulico y sustancias de origen natural, son almacenadas normalmente en tanques o piscinas antes de su tratamiento, reciclado o eliminación. Esta agua que se devuelve a la superficie se denomina comúnmente como "flujo de retorno". El posible impacto de contaminación sería la liberación a las aguas superficiales o suelo por derrames o fugas en los sitios de almacenamiento.
- **Etapa 5, Tratamiento de Aguas Residuales y Disposición o Eliminación de Residuos:** Las aguas residuales son tratadas de varias maneras, a través de la eliminación por inyección subterránea, o por un tratamiento seguido por una deposición a cuerpos de agua en superficie, o a través del reciclado (con o sin tratamiento) para usarse en operaciones futuras de fracturamiento hidráulico. Los posibles impactos en los recursos de agua potable son la contaminación por medio de las aguas residuales que alcanzan el agua potable debido a descargas de agua en la superficie e

inadecuado tratamiento de aguas residuales, y los subproductos formados en las instalaciones de tratamiento de agua potable por la reacción de los contaminantes del fracturamiento hidráulico con los desinfectantes.

Responder estas preguntas implica los esfuerzos de científicos e ingenieros con una amplia gama de conocimientos, en petróleo, simulación, hidrología, toxicología, geología, entre otros.

En última instancia, los resultados de este y de cualquier otro estudio serán para informar al público y proporcionar a los legisladores conocimientos científicos sólidos que se puedan utilizar para el proceso de toma de decisiones en cuanto a las regulaciones.

A pesar de las publicaciones hechas en pro del fracturamiento hidráulico, las comunidades, ambientalistas y otras entidades, no dejan de expresar y denunciar las posibles contaminaciones de las operaciones de gas de lutita, alegando principalmente la contaminación del agua potable.

La tecnología de fracturamiento hidráulico consume grandes cantidades de agua requeridas para este proceso generando muchos inconvenientes relacionados con el medio ambiente. Extraer agua superficial durante flujos bajos (cambios de estación) podría afectar los suministros de aguas municipales e industriales, así como la vida acuática (Arthur, Trotsky y Wilson 2010). El agua que se extrae del pozo en la producción del gas de lutita contiene altas concentraciones de sólidos totales disueltos, además de diversos productos químicos orgánicos e inorgánicos, metales y materiales radiactivos naturales (*Naturally Occurring Radioactive Material* o *NORM* por sus siglas en inglés). Esto no permite que los residuos puedan ser depositados en ningún curso de agua natural después de ser producidos, por esta razón el agua debe ser reutilizada o reinyectada, y aun así cierta cantidad significativa de agua requiere su eliminación. Algunos operadores reinyectan estas aguas en un pozo específico (usado solo para ese fin), otros los transportan a plantas de tratamientos públicas o privadas que pueden no estar equipadas para tratar este tipo de aguas, dando como resultado descarga de contaminantes a los ríos, lagos o cualquier otro donde pueden afectar el agua potable o la vida acuática<sup>25</sup>.

---

<sup>25</sup> Disponible en: <http://water.epa.gov/scitech/wastetech/guide/shale.cfm>. Fecha de consulta: Noviembre de 2014

Sin embargo la reutilización del agua producida como una fuente alternativa de agua puede ser limitada debido a que la calidad del agua sobre el rendimiento de un fluido de fracturamiento no producirá el mismo efecto que si fuera tomado directamente de una fuente de agua<sup>26</sup>. Esto es debido a que la concentración de sólidos disueltos en el agua producida no está dentro del rango deseado y no será tan eficiente en una posterior utilización. Aun así muchos operadores utilizan una combinación de agua producida mezclada con agua fresca para diluir el agua y dejarla caer dentro de los intervalos de concentración aceptables. Esta mezcla puede hacer que el agua producida sea una fuente viable de agua para suplir cierta cantidad de agua necesaria en el fracturamiento hidráulico.

La inyección subterránea ha sido tradicionalmente la primera opción de eliminación más utilizada por las operaciones de petróleo y gas. Sin embargo, la inyección subterránea de agua producida no es factible en algunos plays de gas de lutita, donde las limitaciones geológicas evitan la inyección subterránea profunda (ALL y GWPC 2009). Como resultado, el agua producida es a veces transportada en camiones por cientos de kilómetros a las instalaciones de eliminación de residuos. Esto genera mayores impactos en las carreteras y las comunidades como consecuencia del aumento del tráfico de camiones, así como un aumento de los costos para los operadores. En otras áreas, se han construido tuberías para transportar el agua a algunos pozos inyectoros de eliminación, y así minimizar el impacto asociado con el transporte de camiones de agua<sup>27</sup>.

El tratamiento del agua producida se puede hacer a través de los sistemas situados en la localización de los pozos, plantas de tratamiento de agua municipales o instalaciones comerciales de tratamiento. Esta alternativa de gestionar las aguas residuales se encuentra limitada a zonas donde existen plantas de tratamiento con suficiente capacidad. Sin embargo, el tratamiento en las plantas municipales para aguas residuales por lo general no abarca altos contenidos de sodio y cloruro que frecuentemente se encuentran en las aguas producidas y generan problemas<sup>28</sup>.

Como ya se mencionó anteriormente extraer agua superficial durante flujos bajos podría afectar los suministros de agua de la población sino se tienen los controles adecuados sobre el caudal, el tiempo y el lugar donde se puede realizar los retiros.

---

<sup>26</sup> Cumulative Impacts of Shale-Gas Water Management: Considerations and Challenges

<sup>27</sup> *Ibidem*

<sup>28</sup> *Ibidem*

De esta manera si no se extrae agua cuando los caudales son altos aprovechando los cambios estacionales se puede generar impactos adversos en la cantidad y calidad de los recursos acuáticos y en el hábitat terrestre. Las extracciones de agua subterránea pueden no tener un impacto significativo cuando se realiza muy esporádicamente, sin embargo, cuando se realiza múltiples veces en un mismo acuífero se podría volver muy significativo.

Además del ciclo de vida del agua dentro de las operaciones de fracturamiento hidráulico, también se debe tener en cuenta el ciclo del agua en el medio ambiente, este involucra una circulación continua de agua importante para mantener el equilibrio en el ambiente. En este ciclo, el agua pasa de la superficie terrestre en la fase de vapor a la atmósfera para luego retornar a la superficie en forma de precipitación. El agua que precipita en la tierra tiene varios destinos, a través de la escorrentía superficial que se concentra en ríos y arroyos, y el restante que se filtra en el interior del suelo donde parte de esa agua infiltrada se transpira a la atmósfera mientras que el resto se convierte en agua subterránea.

Existe la preocupación de que, cuando el agua del suelo o la superficial se utiliza en la perforación y en el fracturamiento hidráulico de pozos de petróleo y gas de lutita, esta agua extraída de acuíferos se considera que se pierde definitivamente del ciclo hidrológico (Penn State University 2010).

Después de que las operaciones de fracturamiento hidráulico se han completado, cierto volumen de agua permanece en la formación. Esa cantidad de agua que no es producida y que queda dentro de la formación, es en algunos casos de hasta el 70 por ciento de agua no recuperada a través del pozo, y por ello se retira del ciclo hidrológico. Otra manera de eliminar el agua del ciclo hidrológico es con el tratamiento del agua para su posterior reutilización en operaciones de perforación, sin embargo si se realiza el tratamiento y se asegura que el agua obtenida es de buena calidad, esta podrá descargarse a fuentes superficiales y de esta manera permanecerá en el sistema<sup>29</sup>.

Este impacto potencial se puede reducir o evitar mediante el trabajo conjunto entre los operadores y los responsables de la administración del agua para desarrollar un plan de cuándo y dónde se producirán los retiros sin interferir con las necesidades de la comunidad.

---

<sup>29</sup> *Ibidem*

### 2.1.2. Impacto Potencial en la Atmósfera

Las emisiones en las operaciones de petróleo y gas de lutita son muy similares a las de las operaciones convencionales. Una vez que un pozo está produciendo, se pueden presentar emisiones fugaces en compresores, bombas o conexiones en tuberías de transporte, así mismo también se presenta emisiones al aire desde el fluido de fracturamiento almacenado en las piscinas.

Un estudio de contaminación del aire realizado en Fort Worth, Texas, publicado en febrero de 2011, detectó numerosos compuestos orgánicos volátiles y otras sustancias tóxicas en el aire alrededor de muchos pozos de gas de lutita de la región. La comunidad de Fort Worth comenzó a preocuparse por las peticiones de la industria para que les permitieran perforar a menos de 1200 pies de distancia de las escuelas locales. Debido a esto, la comunidad pidió a expertos independientes estudiar cómo la contaminación viajaría por el aire y así determinar los riesgos de los pozos a las escuelas. En la universidad de Texas en Arlington, un profesor de ingeniería ambiental y otros expertos corrieron modelos de computadora para estudiar esto. Los modelos mostraron que dentro de una milla en dos sitios donde se realizó la prueba, el disulfuro de carbono (un neurotóxico) estaba presente en cantidades mayores en un muy corto tiempo para lo que es considerado aceptable para la salud. Con base a este estudio la comunidad concluyó que "los niveles medidos de disulfuro de carbono eran significativamente superiores para los límites regulados y recomendados a los que un trabajador puede exponerse a corto tiempo". El reporte explica lo que puede causar a una persona si se expone más tiempo del indicado en esa concentración, "cambios en la respiración, dolor de pecho, dolor muscular, debilidad, pérdida de sensación en las manos o pies, problemas en los ojos, ampollas en la piel, fatiga crónica, pérdida de memoria, cambios de personalidad, irritabilidad, mareos, anorexia, pérdida de peso, psicosis, polineuropatía, el daño de los riñones y el hígado, dermatitis, deterioro mental, enfermedad de Parkinson y demencia", por lo que sugerían que los sitios de perforación estuvieran a por lo menos una milla de todas las escuelas<sup>30</sup>.

Debido a que el desarrollo del gas de lutita de Barnett se está llevando a cabo dentro del gran área urbana de la ciudad de Fort Worth, los operadores están implementando las Mejores Prácticas de Manejo (*Best Management Practices* o *BMPs*, por sus siglas en inglés) para mitigar las preocupaciones ambientales (ALL

---

<sup>30</sup> Recommendations for policy changes for Gas Drilling Near Schools, Ft. Worth League of Neighborhoods, 2011

y GWPC 2009).

La extracción de gas natural no convencional se ha presentado a nivel mundial como una solución para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. Esto es debido, a la reducción que ocurre gracias a que la combustión de gas natural emite menor cantidad de CO<sub>2</sub> para la producción de energía (energía limpia), en comparación con la cantidad que emiten el petróleo y el carbón. El gas natural está formado en un 97% por metano, el cual es un gas de efecto invernadero con un potencial de calentamiento de alrededor de 21 veces mayor que el CO<sub>2</sub>. Su ciclo de vida completo engloba las emisiones desde que se inicia su extracción hasta su combustión final para producir energía<sup>31</sup>.

### **2.1.3. Riesgo Químico**

Durante años diferentes organizaciones en el mundo han exigido la divulgación completa de las mezclas y sustancias químicas que se emplean en el fracturamiento hidráulico, ya que su no identificación es uno de los principales problemas para realizar la evaluación de riesgos de esta técnica e incluso para aplicar tratamientos médicos en caso de accidentes.

Propublica es una organización periodística no lucrativa que se encuentra adelantando una amplia investigación sobre el uso del fracturamiento hidráulico y la producción de gas de lutita por todo Estados Unidos. Según dicha investigación, se han presentado numerosas denuncias en diversos Estados, de casos de derrames de materiales peligrosos así como contaminación de agua potable debido a las operaciones donde se usa el fracturamiento hidráulico, incluso hay juicios pendientes sobre estos hechos. También ha informado que para los científicos es difícil determinar si las contaminaciones en las aguas subterráneas son generadas por pozos donde se realiza fracturamiento hidráulico, debido a derrames de camiones que transportan los químicos o por fugas de fluidos del fracturamiento dentro del pozo o por flujos accidentales de las aguas residuales dentro de la tierra en pozos de inyección<sup>32</sup>.

Uno de los retos ha sido la negativa de la industria a hacer pública la composición

---

<sup>31</sup> Impacto Ambiental del Sistema de Fracturación Hidráulica para la Extracción de Gas No Convencional, Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud de España, 2012

<sup>32</sup> Disponible en: <http://www.propublica.org/article/natural-gas-drilling-what-we-dont-know-1231>. Fecha de consulta: Diciembre de 2014

química del fluido de fracturamiento hidráulico utilizado en un pozo en particular. Esto es debido a que existe una ley que cubre la confidencialidad de los químicos utilizados para el fluido de fracturamiento de las compañías operadoras. Sin esta información, las autoridades ambientales no pueden concluir con certeza cuándo ni cómo ciertas sustancias químicas entraron en el agua<sup>33</sup>.

#### **2.1.4. Otros impactos**

El ruido durante la perforación puede crear un reto operativo para los operadores, especialmente en áreas urbanas. La preparación de la ubicación del pozo y la construcción de carreteras de acceso utiliza excavadoras, retroexcavadoras y otros equipos de construcción que generan bastante ruido en especial en zonas muy cercanas a la población. El ruido que es ocasionado en la perforación horizontal es mayor que el de la perforación convencional. Así mismo, el fracturamiento hidráulico ocasiona ruido debido a los volúmenes y presiones que se necesitan para poder estimular la formación con éxito.

Además, estas operaciones alteran la superficie de la tierra impactando tanto la vida salvaje como su hábitat durante las etapas de exploración, desarrollo, operación y abandono.

Otro de los riesgos del subsuelo que ha recibido atención recientemente es la posibilidad de que la perforación y fracturamiento hidráulico de pozos de petróleo y gas de lutita podría causar terremotos de baja magnitud, los cuales a largo plazo podrían generar fallas en la cementación pudiendo conducir a graves contaminaciones<sup>34</sup>.

## **2.2. IMPACTOS NEGATIVOS SOBRE LA COMUNIDAD**

### **2.2.1. Tráfico de Camiones**

Uno de los impactos más grandes sobre la comunidad por la extracción de

---

<sup>33</sup> Shale Gas Developments in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry

<sup>34</sup> Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development, Zoback, Kitasei y Copithorne 2010

petróleo y gas de lutita es el tráfico de camiones, ya que estos deterioran las carreteras y puentes (Figura 7), además de generar continuo ruido. Un fracturamiento hidráulico para un solo pozo de gas en la lutita de Marcellus requiere de aproximadamente 1000 viajes de camiones por la carretera, y una plataforma en esta zona puede tener de 3 a 10 pozos<sup>35</sup>.

**Figura 7. Daño de la carretera en Pennsylvania, Estados Unidos**



**Fuente:** [www.marcellus-shale.us](http://www.marcellus-shale.us)

Esto es sin contar los incidentes que han ocurrido y los continuos riegos de la salmuera sobre las carreteras, actividad que actualmente es permitida (Figura 8).

---

<sup>35</sup> Disponible en: <http://www.marcellus-shale.us/>. Fecha de consulta: Noviembre de 2014

**Figura 8. Salmuera sobre las carreteras**



**Fuente:** VESGA, Jennifer. Efectos Ambientales del Shale Gas. 2013

La salmuera o el flujo de retorno (*Flowback*) es el agua que retorna a la superficie luego de ser usada en la operación de fracking. Esta salmuera contiene además de los químicos, alto contenido de sales, numerosos metales pesados (Bario, Estroncio, entre otros) y materiales radioactivos naturales. Es difícil y costosa de tratar, es una de las mismas razones por la que no se utiliza el agua de mar en la agricultura ni en aplicaciones residenciales<sup>36</sup>. La alta salinidad de la salmuera genera altos niveles de sólidos disueltos, por lo que un procesamiento incompleto de este fluido de desecho por parte de plantas de tratamientos, especialmente si existe la opción de depositar cierta cantidad de este fluido en ríos, generará trihalometanos<sup>37</sup>.

### **2.2.2. Preocupación por la Contaminación del Aire**

La calidad del aire se está afectando por la cantidad de diesel quemado durante todo el proceso de producir gas natural. Cuando se suma la labor de los camiones

---

<sup>36</sup> Disponible en: <http://www.marcellus-shale.us/>. Fecha de consulta: Noviembre de 2014

<sup>37</sup> *Ibíd*em

a diesel, de la gran maquinaria necesaria para extraer el gas la cual también requiere diesel para poder operar, de la quema de los gases cuando se es puesto a producir el gas, y de las piscinas donde se almacenan los diferentes fluidos como el flujo de retorno, todas estas actividades están generando altos niveles de concentración de gases tales como los óxidos de nitrógeno (NOx), Los compuestos orgánicos volátiles (VOCs, por sus siglas en inglés), los cuales luego de escaparse al aire, flotan dentro de este en presencia de la luz solar produciendo así ozono al nivel del suelo. Los seres humanos necesitan ozono en la estratósfera para poderse proteger de los rayos ultravioletas, pero grandes concentraciones al nivel del suelo constituye una grave amenaza para todos los animales, los humanos, y las plantas<sup>38</sup>.

El ozono es un gas tóxico que a concentraciones elevadas puede afectar el aparato respiratorio e irritar las mucosas, pudiendo producir afecciones pulmonares. En el aparato respiratorio, principal perjudicado por la acción del ozono, los primeros síntomas que se detectan tras una exposición son: tos, dolor de cabeza, náuseas, dolores pectorales, y acortamiento de la respiración. Estos síntomas se han observado para concentraciones de ozono alrededor de 240  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  (umbral de alerta). Todos los datos existentes sobre los efectos del ozono en la salud, han llevado a la Organización Mundial de la Salud a recomendar unos valores guía por encima de los cuales no existe peligro para la salud humana. Estos valores son los comprendidos en el intervalo 150-200  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  durante una hora. Si los niveles de ozono superan este nivel puede producirse también inflamaciones pulmonares, hiper-reactividad de las vías respiratorias y un grave deterioro de la actividad pulmonar. Sin embargo la Organización Mundial de la Salud considera que los efectos respiratorios están más relacionados con la exposición prolongada a niveles moderadamente altos de ozono que con valores puntuales muy altos. Por ello con el fin de disminuir los efectos potencialmente adversos y agudos y proporcionar un margen adicional de protección, también ha recomendado un valor guía de exposición al ozono entre 100-120  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  para 8 horas<sup>39</sup>.

Para el transporte del gas desde los sitios de producción hasta las plantas de tratamiento se utilizan unidades de compresores para compensar las pérdidas de presión a lo largo de todo el gasoducto, esta actividad también produce NOx, altos

---

<sup>38</sup> Ph.D. Theo Colborn. <http://endocrinedisruption.org/chemicals-in-natural-gas-operations/tedx-video>

<sup>39</sup> Disponible en: [http://www.aragonaire.es/ozone.php?n\\_action=health](http://www.aragonaire.es/ozone.php?n_action=health). Ozono y su salud, EPA, 2000. Fecha de consulta: Abril de 2014

niveles de BTEX y otros gases volátiles pesados. Estos contaminantes no pueden ser detectados a simple vista, por lo que habitantes de la zona los monitorean usando cámaras infrarrojas especiales adquiridas por ellos mismos, datos que son enviados a la universidad de Colorado para estudios independientes.

Después que ha sido perforado y fracturado hidráulicamente un pozo, se usa temporalmente un quemador durante pruebas de producción del pozo. Estas pruebas son importantes para determinar la presión, flujo y composición del gas, y puede durar varios días o semanas hasta que el flujo y la presión del gas estén estabilizados. También son utilizados para manejar pequeños volúmenes de gas de desecho que no pudo ser eficientemente capturado y retornado al sistema de procesamiento. Puede haber un pequeño quemador o *flare* en la estación de compresores para quemar vapores de gases capturados por la unidad deshidratadora<sup>40</sup>. Un gran número de contaminantes son liberados al aire durante este proceso, incluyendo químicos usados en el fracturamiento hidráulico, así como otros contaminantes tales como: acetaldehídos, acroleína, etil-benceno, formaldehído, hexano, naftaleno, propileno, tolueno, y xileno. La *EPA* y el Departamento de Protección Ambiental de Pennsylvania, deben hacer cumplir las normas de calidad del aire alrededor de las instalaciones, sin embargo la comunidad se queja porque existe poca atención sobre estas emisiones, y sobre el excesivo ruido que ocasiona esta quema. Algunas zonas en la lutita de Marcellus no cuentan con un inventario de emisiones<sup>41</sup>, en adición a las pocas inspecciones realizadas por las autoridades, la comunidad afectada agrega que es debido al poco personal disponible: 70 oficiales para más de un millón de pozos de petróleo y gas en el Estado de Pennsylvania.

### **2.2.3. Preocupación por la Contaminación del Agua**

Actualmente existen varias familias que viven cerca a los sitios de operación, en cuyos pozos de agua se han detectado metano, otros gases y metales pesados, imposibilitando el uso de este importante recurso.

Por su parte las compañías de gas aducen que la causa del metano en estos pozos es ocasionado por causas naturales.

---

<sup>40</sup> Understanding the basics of gas Flaring, Ohio EPA, 2012

<sup>41</sup> Air Quality Impacts from Natural Gas Extraction and Combustion, Electric Power Research Institute EPRI, 2012

### **3. BUENAS PRÁCTICAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA**

#### **3.1. CONCEPTO DE BUENAS PRÁCTICAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA**

Las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo son operaciones, procedimientos, métodos y procesos seguros, eficientes y adecuados, implementados para la obtención del máximo beneficio económico en la recuperación final de las reservas de hidrocarburos, la reducción de las pérdidas, la seguridad operacional, la protección del medio ambiente y de las personas, en el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos<sup>42</sup>.

Es la aplicación por parte de los operadores y/o contratistas, de los mejores estándares y normas internacionales aplicables al sector de los hidrocarburos en lo relacionado con estudios, manuales, procedimientos, equipos, procesos, facilidades de producción, etc., con los cuales se obtienen buenos resultados operativos sin daño a las personas, comunidades ni medio ambiente.

Las buenas prácticas ambientales son acciones individuales o colectivas, que se realizan en un territorio específico y en un tiempo determinado que, en correspondencia con las normas jurídicas del país o la región, contribuyen a la protección, conservación, uso, administración y manejo sostenible de los recursos naturales y el medio ambiente, que tienen como propósito reducir el impacto ambiental negativo que genera sobre la calidad del medio ambiente, e incrementar el impacto ambiental positivo.

#### **3.2. FACTORES DE ÉXITO DE LAS BUENAS PRÁCTICAS**

- Liderazgo y compromiso de la alta dirección.
- Consideración de los impactos ambientales desde la planeación.
- Formación y conciencia de empleados y contratistas.
- Análisis, evaluación y control de riesgos a todos los niveles.
- Preparación y respuesta oportuna ante incidentes ambientales.
- Relación fluida con autoridades ambientales, comunidades y demás partes interesadas, basada en transparencia y respeto.

---

<sup>42</sup> Ministerio de Minas y Energía. Resolución 181495 del 2 de Septiembre de 2009.

- Mejorar medios y formas de comunicación y de intercambio de información con autoridades, partes interesadas y la sociedad en general.

### **La clave está en la regulación**

La explotación del gas de lutita, como cualquier otra industria de transformación, conlleva un riesgo. Sin embargo, dadas las ventajas de su explotación, el debate debería estar en cómo crear un marco regulatorio adecuado y no en cómo prohibir estas actividades. Steve Cohen, de la Universidad de Columbia, explica que para poder aprovechar los beneficios de esta fuente barata de energía sin incurrir en consecuencias significativas, los riesgos del fraccionamiento hidráulico deben ser manejados con responsabilidad, lo cual no puede hacerse sin una regulación nacional.

Para atender las preocupaciones de la ciudadanía, y garantizar la protección del medio ambiente y salud de la población, la regulación deberá establecer desde el inicio reglas muy claras. Es necesario hacer efectivas las normas de seguridad y calidad que eviten la contaminación de acuíferos y del entorno. Así como asegurarse que la actividad haga un uso racional del agua, a través de regulaciones o la creación de un mercado de agua para la industria.

Colombia puede aprender de las inconsistencias y del rezago en la regulación de esta actividad en Estados Unidos. Un ejemplo es fomentar prácticas de transparencia en las empresas del sector. Por ejemplo, la administración Bush exentó a las industrias de gas de divulgar el contenido de sus materiales, por lo que no se podía saber el grado de toxicidad. También debe buscar no repetir las experiencias en las que los reguladores del sector energético han sido laxos en cumplir y hacer cumplir la normatividad ambiental. Esto garantizaría un aprovechamiento sostenible y responsable de la riqueza del subsuelo que se traduciría en mayores beneficios para la economía.

### **3.3. ESTÁNDARES INTERNACIONALES**

La extracción de petróleo y gas en Estados Unidos está regulada a nivel federal, estatal y local.

Las cuestiones reglamentarias están relacionadas con:

- Uso de la tierra.
- Fracturamiento hidráulico.
- Calidad del aire.
- Manejo de residuos.

La autoridad regulatoria varía a nivel estatal y local de un área a otra.

Muchos estados están revisando las regulaciones sobre petróleo y gas para considerar la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico. Por ejemplo, Nueva York, Colorado, Wyoming y Pennsylvania ahora exigen divulgar los productos químicos de fracturamiento.

**Tabla 2. Reglamentos y autoridad reguladora para *plays* de gas de lutita activos en Estados Unidos**

¿Qué agencia es la autoridad reguladora para lo siguiente?:									
Estado/ <i>Play</i>	Permisos para pozo, espacio y facilidades de superficie	Camiones	Planes SPC C	Gasoductos	Permisos de aire	Conducción de agua	Temas arqueológicos	Permisos NPDES / PDES estatales	Abastecimiento de agua
Texas – Barnett y Haynesville	TRRC	TxDOT	EPA	TRRC	TCEQ	NA	Federal y Local – Dependiente del Área incluso dentro de un Estado	TCEQ	TRRC
Arkansas – Fayetteville	AOGC/ADEQ	AOGC		AOGC	ADEQ	ADEQ		ADEQ	USACE
Louisiana – Haynesville	LDNR	LDTOD, LDNR OC		LDNR OC	LDEQ	LDNR OC		LDEQ	LDNR OC
Pennsylvania – Marcellus	DEP – BOG	DEP, DOT		PPUC	DEP – BAQ	PDOT		EPA III, DEP	DEP – BOG
Virginia del Oeste – Marcellus	DEP – OOG	DEP, DOT		DEP – OOG	DEP – DAQ	WV DOT		EPA III, DEP	DEP – DWWM

**Fuente:** Modificado de: Arthur, J. Daniel. Bohm, Brian K. Coughlin, Bobbi J. SUMMARY OF ENVIRONMENTAL ISSUES, MITIGATION STRATEGIES, AND REGULATORY CHALLENGES ASSOCIATED WITH SHALE GAS DEVELOPMENT IN THE UNITED STATES AND APPLICABILITY TO DEVELOPMENT AND OPERATIONS IN CANADA. Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. Calgary, Alberta, Canada. October 20th, 2010.

### **3.4. ESTÁNDARES NACIONALES**

#### **3.4.1. Asociación Colombiana del Petróleo – ACP**

Las buenas prácticas de Responsabilidad Social Empresarial o RSE siempre han estado presentes en la labor de la Asociación Colombiana del Petróleo.

Han abordado este tema desde el aseguramiento de las buenas prácticas, comprendiendo el entorno, identificando y documentando esas prácticas, universalizándolas e implementándolas; generando alianzas público privadas como el Acuerdo Gobierno Industria y el proyecto Monitor, que analiza los planes de administración de riesgos sociopolíticos y de seguridad, a través de una alianza con las instituciones nacionales y las empresas del sector minero energético; y desde la comunicación, dando a conocer las acciones de la industria en las regiones en las que hace presencia.

La gestión ambiental de la ACP comprende el manejo ambiental de la perforación de pozos, la exploración sísmica, el transporte de hidrocarburos y riesgo ecológico, entre otros.

Una de las principales acciones en cuanto a gestión ambiental es el Fondo de Aceites Usados de la ACP, que es una iniciativa voluntaria, que refleja la responsabilidad social de los principales fabricantes de lubricantes que lo conforman en el país y se materializó con la firma del convenio que lo constituyó en enero de 2002.

También ha entregado guías de manejo ambiental de perforación de pozos, exploración sísmica, transporte de hidrocarburos y riesgo ecológico.

Con la intención de hacer converger de forma voluntaria a la Industria alrededor de un conjunto explícito de buenas prácticas y desempeños en materia ambiental, seguridad industrial, salud ocupacional y manejo del entorno social, la ACP trabaja en la creación de un Sistema de aseguramiento de buenas prácticas.

Este sistema busca proteger la reputación y legitimidad en el entorno a través de desempeños verificables y relevantes para grupos de interés, capitalizar las buenas practicas existentes, enfocar a las audiencias en las verdaderas responsabilidades de las empresas, orientar y comprometer a la industria para el

mejoramiento continuo de su actividad y reconocer los mejores desempeños de los asociados al proceso.

Tomando como eje la conducta ética en los negocios, los principios transversales de este sistema serán: la diligencia debida, el respeto a los derechos humanos, el compromiso de la cadena de valor y el mejoramiento continuo.

La Asociación Colombiana del Petróleo tiene amplia experiencia en la promoción de buenas prácticas de RSE en la industria. No ha generado recetas ni se puede asegurar que al replicar estos aprendizajes se obtendrán los mismos resultados, pero sí ha tenido un camino recorrido y un ambiente propicio en el país para promover estándares.

### **3.4.2. Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH**

La ANH en el marco del desarrollo misional que busca armonizar los intereses del sector con los del resto de la sociedad, implementa una estrategia ambiental que pretende aportar a la generación de información ambiental necesaria para el conocimiento de la biodiversidad y de gran utilidad en los procesos de licenciamiento, generar espacios de diálogo e interlocución con el sector ambiental e identificar distintos mecanismos que le permiten al país contar con instituciones ambientales del orden nacional fortalecidas en su capacidad de regular al sector de hidrocarburos.

La necesidad de elevar las reservas nacionales de hidrocarburos que representan buena parte del PIB nacional, el ágil avance tecnológico del sector de hidrocarburos con la consecuente obligación de elevar sus estándares ambientales en campo, así como la permanente actualización de la regulación por parte de autoridades ambientales nacionales y regionales de nuestro país, conforman el marco de la gestión ambiental institucional de la ANH.

Desde el punto de vista ambiental, los principales retos de la producción de hidrocarburos a través de yacimientos no convencionales se centra en la protección de acuíferos profundos; el fracturamiento hidráulico y sus requerimientos de mayores volúmenes de agua; el tratamiento y la disposición de fluidos de retorno y la necesidad en el país de ampliar el conocimiento sobre aguas subterráneas.

La ANH está facilitando la generación de lineamientos técnicos para la regulación de exploración y producción de yacimientos no convencionales (convenio Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS). Igualmente, ha desarrollado talleres, visitas de campo para aprender sobre actividades en otros países y realizado publicaciones que permiten dar más elementos de juicio a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales para decidir sobre su regulación.

#### **3.4.2.1. Guía Técnica Colombiana de Buenas Prácticas Sociales en el Sector de Hidrocarburos**

La Guía Técnica Colombiana (GTC) de Buenas Prácticas Sociales en el Sector Hidrocarburos surge como iniciativa del Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo (FONADE), con el propósito de apoyar a las organizaciones del sector de hidrocarburos para fortalecer su desempeño social. Esta guía es el resultado de un ejercicio consensuado entre las entidades estatales, operadoras, prestadoras de servicios, gremios, comunidades, sectores académicos, entre otros y redundará en beneficio de las partes interesadas, particularmente de la sociedad civil, autoridades locales, contratistas, proveedores y trabajadores, cercanos a los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

#### **3.4.3. Ministerios de Minas y Energía**

##### **3.4.3.1. Resolución 181495 del 2 de Septiembre de 2009**

Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos.

##### **3.4.3.2. Resolución 180742 del 16 de Mayo de 2012**

Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

#### **3.4.3.3. Decreto 3004 del 26 de Diciembre de 2013**

Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

#### **3.4.3.4. Resolución 90341 del 27 de Marzo de 2014**

Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

#### **3.4.4. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA**

Los términos de referencia son los lineamientos generales que la autoridad ambiental señala y publica para la elaboración y ejecución de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) y Diagnóstico Ambiental de Alternativas DAA presentados ante la autoridad ambiental competente al momento de solicitar el otorgamiento de una licencia ambiental.

Los EIA se elaborarán con base en los términos de referencia expedidos por el Ministerio de Ambiente y la autoridad ambiental competente, quien podrá adaptarlos a las particularidades de la actividad que se va a desarrollar.

Todos los solicitantes de una o varias licencias ambientales, deberán utilizar los términos de referencia publicados por la autoridad ambiental de acuerdo con las condiciones específicas del proyecto, obra o actividad que se pretende desarrollar<sup>43</sup>.

- Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los Proyectos de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos. 6 de Agosto de 2010.
- Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los Proyectos de Explotación de Hidrocarburos. 6 de Agosto de 2010.

---

<sup>43</sup> <http://www.anla.gov.co/contenido/contenido.aspx?catID=144&conID=7915>

- Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los Proyectos de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos. 20 de Marzo de 2014.

### **3.5. BUENAS PRÁCTICAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS DE LUTITA**

Generalmente, los datos cuantitativos y los impactos cualitativos se toman de la experiencia en los Estados Unidos, ya que la extracción de petróleo y gas de lutita en Europa y América todavía está en su infancia, mientras que los Estados Unidos tienen ya más de 40 años de experiencia habiendo perforado más de 50.000 pozos.

Además de los problemas de la gestión de los residuos, en una plataforma de explotación de petróleo y gas de lutita, existen diferentes fuentes potenciales de contaminación del agua, del suelo o del aire:

- Emisiones de los camiones, equipo de perforación, procesado de gas y transporte: ruido, partículas, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y componentes orgánicos volátiles (VOCs), como metano, BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos) y otros hidrocarbonados.
- Emisiones por evaporación de las balsas de aguas residuales.
- Emisiones de fugas en tanques, balsas, tuberías y pozos.

Un impacto inevitable de la extracción de petróleo y gas de lutita es la alta ocupación del terreno debido a las plataformas de perforación, aparcamientos y áreas de maniobras para camiones, equipamiento, procesado del gas e instalaciones de transporte, así como carreteras de acceso. Posibles impactos graves son las emisiones a la atmósfera de contaminantes, contaminación de aguas subterráneas debidas a caudales de fluidos o gases provocados por escapes o vertidos, fugas del líquido de fracturación, y descargas no controladas de aguas residuales.

La búsqueda y extracción de combustibles siempre implica una intromisión en el medio ambiente y la naturaleza. La producción de petróleo y gas no convencional está vinculada con daños y riesgos ambientales, tanto en el entorno inmediato

como a nivel subterráneo. El proceso comienza con la exploración del yacimiento mediante perforaciones en profundidad. Con resultados que prometan, se procede a construir las instalaciones técnicas para la producción y al finalizar la misma se desinstalan. La instalación de los sitios de perforación requiere el desarrollo (calles, infraestructura) así como el sellado de las superficies. Esto necesariamente conduce al uso de superficie con intervenciones en su naturaleza y el paisaje. El funcionamiento de las instalaciones productoras de gas provoca ruidos y emisiones de contaminantes aéreos. Además existe el riesgo de contaminaciones de suelos y cuerpos de agua cuando se manipulan químicos peligrosos y aguas del yacimiento.

Durante las perforaciones en profundidad para la producción no convencional son atravesadas las capas cercanas a la superficie, los acuíferos salinos y las capas separadoras hasta llegar a las rocas que contienen el crudo y el gas. Las perforaciones se aíslan según las reglas técnicas que establecen las normas de cada país, sobre todo para evitar cortocircuitos hidráulicos. Durante la exploración y explotación deben abrirse las capas sedimentarias hidrocarburíferas en varias partes para abrirle caminos al crudo y al gas. Esta medida es irreversible. Requiere el uso de fluidos para fracturamiento hidráulico que accidentalmente pueden tener efectos negativos tanto en la superficie como en el subsuelo. Con lo obtenido se produce simultáneamente agua de yacimiento que puede contener, según las condiciones hidrogeológicas, altas concentraciones de sales, metales pesados, elementos volátiles y sustancias radioactivas. Estas sustancias son tóxicas para la ecología y el ser humano y por lo tanto no deben ingresar en los acuíferos ni en los espejos de agua o los suelos. El producido contiene junto al metano otros hidrocarburos. Durante la producción convencional las pérdidas difusas en las instalaciones de gas son reducidas mediante dispositivos técnicos que también deben ser utilizados para la producción no convencional.

Según la industria, cada aspecto del fracturamiento hidráulico es monitorizado cuidadosamente y vigilado. Se controla que todas las partes del pozo estén en buen estado y se realiza una prueba de presión al equipo bombeando agua o lodos antes de la estimulación con el fluido de fractura. El proceso se adecua a las condiciones específicas de la formación pudiendo usarse modelos digitales de simulación. A pesar de todo, existen numerosos riesgos que han dado lugar a diferentes incidentes graves de contaminación, lo que ha generado una gran polémica.

Los fluidos para la fractura contienen sustancias peligrosas, y el flujo que se obtiene después de la fractura contiene además metales pesados y materiales radiactivos procedentes del yacimiento. La experiencia de los Estados Unidos nos enseña que se producen muchos accidentes, los cuales pueden ser dañinos para el medio ambiente y para la salud humana.

Existe una gran controversia sobre el peligro medioambiental derivado de esta técnica: Gran consumo de agua ya que sólo del 50-70% del volumen de agua contaminada se recupera y almacena en depósitos en superficie esperando su eliminación mediante camiones cisterna. El resto del “agua de producción” se abandona en profundidad desde donde puede contaminar los acuíferos subterráneos con metales pesados y compuestos químicos.

La Figura 9 muestra los diversos pasos del proceso de producción y las posibles invasiones ambientales con sus diversas posibilidades de ocurrencia, intensidad y duración.

**Figura 9. Efectos y riesgos para el medio ambiente y la naturaleza en el desarrollo del petróleo y gas de lutita**

Exploración		Explotación		Cierre
perforaciones exploratorias sin fracking	Fracking para explorar/ flowback	Fracking para producir/ flowback	Producción/ flowback	Abandono/ Uso posterior
meses/ años	semanas	semanas/meses	años/décadas	meses/ décadas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Superficie usada</li> <li>• Contaminación aérea</li> <li>• Amenaza a la biodiversidad</li> <li>• Emisión de ruidos</li> <li>• exceso de tránsito</li> <li>• Modificación de paisaje</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• superficie usada</li> <li>• riesgo para acuíferos</li> <li>• riesgo para espejos de agua</li> <li>• consumo de agua</li> <li>• contam.aerea</li> <li>• riesgo para la biodiversidad</li> <li>• emisión de ruidos</li> <li>• exceso de tránsito</li> <li>• Modificación del paisaje</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Superficie usada</li> <li>• riesgo para acuíferos</li> <li>• riesgo para espejos de agua</li> <li>• consumo de agua</li> <li>• contaminación aérea</li> <li>• riesgo para la biodiversidad</li> <li>• emisión de ruidos</li> <li>• exceso de tránsito</li> <li>• Modificación del paisaje</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Superficie usada</li> <li>• riesgo para acuíferos</li> <li>• contaminación aérea</li> <li>• riesgo para la biodiversidad</li> <li>• Modificación del paisaje</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• sellado permanente</li> <li>• escasa o ninguna renaturalización</li> </ul>

**Fuente:** Consejo Asesor del Medio Ambiente. Fracking para la obtención de gas de Esquisto. Mayo 2013.

Los mayores riesgos de la explotación no convencional de petróleo y gas son sus impactos sobre el agua, tanto por los grandes volúmenes de agua consumida durante el proceso de fracturamiento hidráulico como por sus residuos altamente tóxicos y el riesgo que representan para las aguas superficiales y acuíferos. También existe una seria preocupación por los diferentes episodios de contaminación atmosférica provocados por la explotación de gas de lutita y que han generado graves problemas de salud humana en distintas poblaciones de Estados Unidos.

Existe consenso y preocupación a nivel global acerca de las emisiones de gases de efecto invernadero producto de la quema de combustibles fósiles. Pese a lo anterior, es un común y grave error utilizar las emisiones de dióxido de carbono como único criterio de comparación entre distintos combustibles, debido a que los procesos de extracción son muy distintos, requiriendo tecnologías que producen contaminación e impacto ambiental disímil. Ergo, es necesario analizar el impacto ambiental por dos flancos: a nivel de combustible (gas natural v/s carbón v/s petróleo) y a nivel de extracción, en este caso de petróleo y gas de lutita.

Empero, el análisis anterior es pobre si no se distinguen los impactos ambientales en extracción. El petróleo y gas de lutita, usan tecnologías de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico. Básicamente, extraer el petróleo y el gas natural de la lutita es un proceso industrial. Como tal, requiere cantidades masivas de agua y bastante cemento, así como también una producción a gran escala de tuberías. El agua utilizada, al ser procesada con químicos, queda completamente contaminada. Entonces, el problema principal radica en deshacerse de ésta de forma prudente (idealmente, reciclarla), para así no dañar el medio ambiente. Sin perjuicio de lo anterior, los productores de gas de lutita afirman que la perforación horizontal ha disminuido la necesidad de tener enormes áreas destinadas a la extracción. Por otro lado, sostienen que: los químicos bombeados dentro del suelo (fracturamiento hidráulico) son 100% benignos; las tuberías de agua son anticorrosivas; la tecnología utiliza menos agua que una planta nuclear; y el agua utilizada se puede verter sin problemas impacto-ambientales. Sin embargo, observaciones de expertos y múltiples reclamos (por parte de ciudadanos) en varios lugares tienden a mostrar lo contrario, por lo que se debe analizar cuáles son las mejores prácticas a llevar a cabo para evitar los posibles perjuicios ambientales que pueden tener el petróleo y gas de lutita.

La Asociación de Suministro de Gas Natural (*Natural Gas Supply Association* o *NGSA*) de los Estados E Unidos afirma que no se ha confirmado ningún caso de contaminación de acuíferos hasta agosto de 2009.

La industria petrolera argumenta que es muy improbable la contaminación de acuíferos ya que la hidrofracturación se realiza a unos 2300 m de profundidad y los recursos hídricos subterráneos se localizan a decenas-centenas de metros desde la superficie.

Aunque la industria del gas tiende a minimizar estos riesgos, el hecho es que en Estados Unidos han sido denunciados miles de casos de contaminación del aire, del suelo y del agua, tanto subterránea como en ríos y humedales. Entre enero de 2003 y marzo de 2008, se registraron en Colorado 1 .549 incidentes por fugas, de las cuales aproximadamente el 20% contaminaron aguas subterráneas.

Según datos de Colorado y Nuevo México se producen entre 1,2 y 1 ,8 incidentes de contaminación de agua subterránea por cada 100 pozos.

Datos similares se han reportado en Virginia del Oeste y Utah. En el área de explotación de la lutita de Marcellus al norte de Nueva York, entre 2008 y 2010 el 12% de los pozos violaron la regulación existente, siendo el 3,5% de ellas violaciones graves. En Pensilvania, uno de los estados afectados, se estima que al menos un 9% de los pozos han contaminado el medio ambiente.

Las violaciones de requisitos legales documentadas ascienden a un 1 a 2% de todos los permisos de perforación. Muchos de estos accidentes son debidos a tratamientos incorrectos o equipos con fugas. Además, la contaminación de aguas por el metano, en casos extremos lleva a la explosión de edificios residenciales, y el cloruro de potasio lleva a la salinización de aguas potables, como ha sido recogido en las cercanías de pozos de gas. Estos impactos se multiplican ya que las formaciones de lutita se explotan con una alta densidad de hasta seis plataformas por km<sup>2</sup>.

El *Council of Scientific Society Presidents* en 2010, señala con preocupación que el fracturamiento hidráulico no se halla sujeto a la Ley de Agua Limpia o *Clean Water Act*, ni a la Ley de Agua Potable Segura o *Safe Drinking Water Act*, en la Ley de Política Energética o *Energy Policy Act* de 2005 pese al potencial impacto medioambiental de las grandes cantidades de agua que retornan a la superficie contaminadas con los aditivos.

La *EPA* inició en junio de 2011 el estudio de las reclamaciones acerca de la contaminación por fracturamiento hidráulico de las aguas subterráneas en 5 estados: Texas, Dakota del Norte, Colorado, Louisiana y Pennsylvania.

El Instituto Tecnológico de Massachusetts o *Massachusetts Institute of Technology* en 2011 concluía que los impactos ambientales del desarrollo del petróleo y gas de lutita son preocupantes pero abordables y que no se tiene evidencia de que las fracturas producidas puedan penetrar en los acuíferos someros y contaminarlos con los fluidos de fracturación.

Los operadores utilizan las mejores prácticas para la producción de petróleo y gas de lutita para:

- Prevenir y reducir los derrames peligrosos a la tierra durante la perforación, el manejo de desechos y actividades de fracturamiento hidráulico.
- Mejorar la respuesta en los incidentes de derrame.
- Proteger a los trabajadores.
- Reducir el impacto en la comunidad local.

### **3.5.1. Proceso de desarrollo del petróleo y gas de lutita, y la protección del agua**

El petróleo y el gas natural son una parte importante del suministro energético en el mundo. Los requisitos reglamentarios son principalmente dirigidos por las agencias gubernamentales para salvaguardar los suministros de agua públicos y privados, la preservación de la calidad del aire y la garantía de que los desechos de la perforación y la producción son debidamente almacenados y eliminados.

Las regulaciones estatales en Estados Unidos destinadas para proteger el agua incluyen el permiso para construir y perforar los pozos, el manejo de los fluidos de desechos, abandono y/o cierre de los pozos<sup>44</sup>.

#### **3.5.1.1. Permiso**

El estado delega la autoridad para exigir los permisos a una comisión de petróleo

---

<sup>44</sup> State Oil And Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources, mayo 2009

y gas. Para ello una persona o empresa debe presentar una solicitud a la autoridad reguladora y recibir una autorización antes de empezar a perforar. Un permiso de pozos sirve para muchos propósitos. En esta solicitud se expresa la intención de una persona para perforar un pozo para la extracción de petróleo o de gas, a la vez que se presenta un plan de perforación, con información sobre la localización, la formación objetivo, la profundidad y la construcción del pozo. Con base en esta información, la agencia reguladora evalúa la propuesta para determinar si cumple o no con los requisitos del Estado<sup>45</sup>.

### **3.5.1.2. Construcción del Pozo**

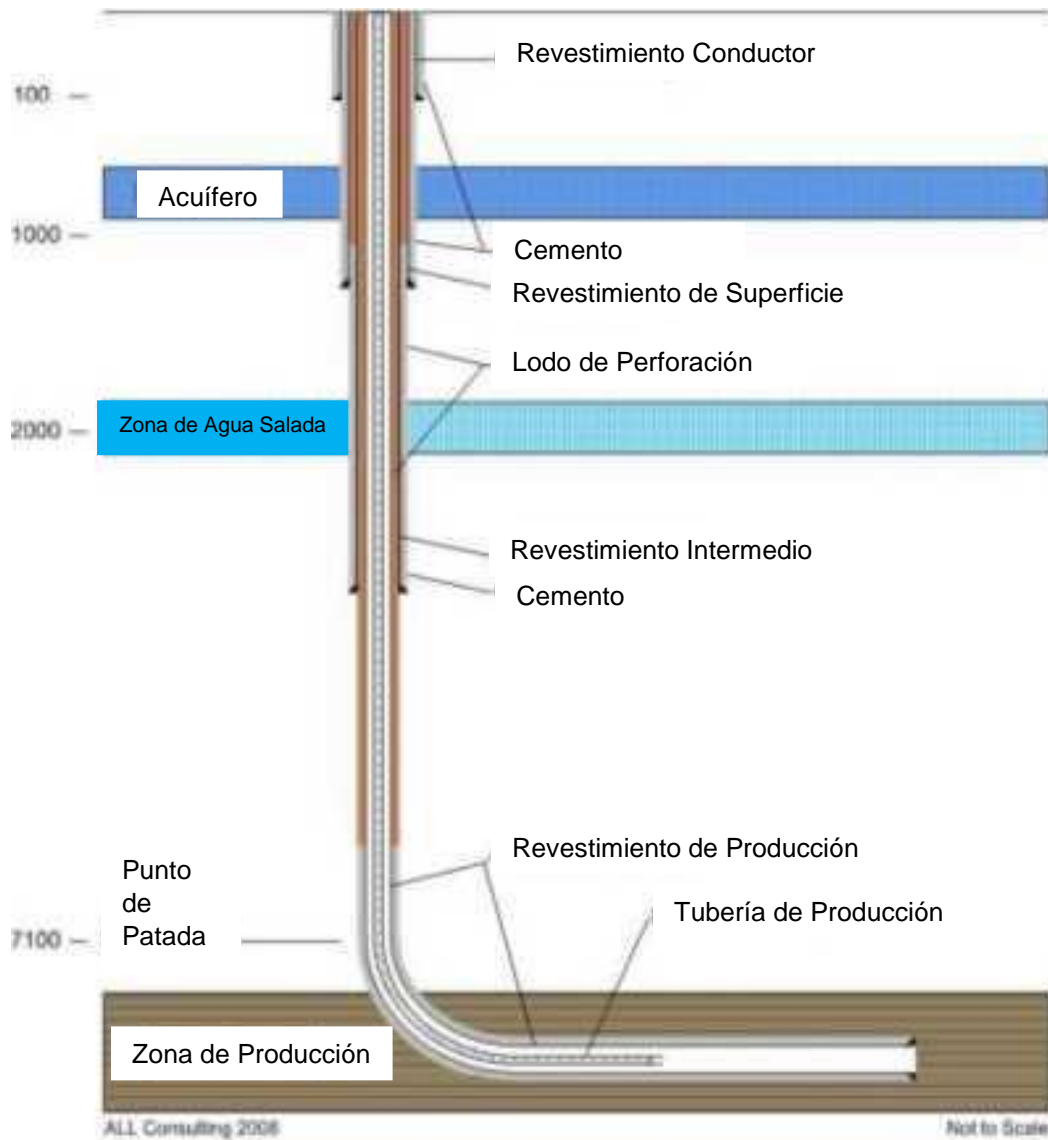
Las normas actuales para las tuberías de revestimiento fueron establecidas por el Instituto Americano del Petróleo o *American Petroleum Institute (API)*, y son llamadas "prácticas recomendadas", estas especifican la longitud, espesor, resistencia a la tensión, y la composición del revestimiento. Las múltiples cadenas de tuberías de revestimiento, incluyendo el revestimiento de superficie y el revestimiento de producción son instaladas y cementadas dentro del pozo bajo los requerimientos específicos del Estado. El API también establece los estándares para los tipos de cementos, el cual depende de los poros naturales de la formación o del flujo de agua sustancial dentro de la formación.

El diseño y construcción de pozos se considera que generalmente tienen cuatro componentes principales: revestimiento conductor, revestimiento de superficie, revestimiento intermedio y revestimiento de producción (Figura 10).

---

<sup>45</sup> Modern Shale Gas Development In The United States: A Primer, Abril 2009

**Figura 10. Diagrama general de la construcción de un pozo horizontal**



**Fuente:** State Oil Natural Gas Regulations Designed to Protect Water Resources, US Department of Energy, 2009.

Es importante tener en cuenta que, debido a diferentes condiciones geológicas, las regulaciones estatales se han desarrollado para satisfacer las necesidades particulares de cada estado y no son uniformes a lo largo de los Estados Unidos. Sin embargo, los principios generales de la protección de las aguas subterráneas

a través de la zona de aislamiento se mantienen<sup>46</sup>.

En general, el revestimiento de los pozos de crudo o gas, ya sean vertical u horizontal, se lleva a cabo en múltiples etapas usando revestimiento desde diámetros más grandes hasta un revestimiento con diámetro más pequeño. El primer revestimiento más cercano a la superficie es el conductor, el cual impide el derrumbe de las capas del suelo y de los sedimentos someros no consolidados. Luego de colocar el revestimiento conductor, continúa el revestimiento de superficie, el cual protege las zonas someras de agua dulce. Dentro de él, se bombea el cemento, el cual es forzado a salir hacia arriba desde la parte inferior del revestimiento de superficie, entre el hueco y la superficie de este revestimiento (espacio anular). Una vez bombeado el volumen suficiente de cemento en el espacio anular, por lo general es seguida por un volumen de agua fresca desde el revestimiento de superficie para que el cemento comience a retornar hasta la superficie, asegurando que todo el espacio anular se haya llenado con cemento desde la zona más profunda hasta la superficie<sup>47</sup>.

Después de que el revestimiento de superficie ha sido establecido y cementado adecuadamente, se inicia la siguiente perforación para establecer el revestimiento intermedio, el cual aísla las formaciones que podrían fracturarse (inestabilidad del pozo) y producir problemas de pérdida de circulación. Además, también es utilizado por razones específicas como proveer protección de presiones anormales de la formación y permitir el uso de fluidos de perforación de diferentes densidades necesarias para el control. En algunos casos este revestimiento puede no ser requerido por la configuración geológica del subsuelo, por lo que hace parte del diseño del pozo basado en datos y mediciones tomados durante el proceso de perforación. En algunos casos, no es necesario cementar el revestimiento intermedio para proporcionar un adecuado aislamiento, si la cadena de revestimiento de superficie y la cementación cubre toda la zona de acuífero. Así mismo, no es recomendable cementar este revestimiento si existe algún riesgo de pérdida de circulación. Dependiendo del diseño puede ser apropiado correr un registro de adherencia del cemento o *Cement Bond Log* (CBL, por sus siglas en inglés) u otra herramienta que determine el estado del cemento. Además, después de perforar el revestimiento intermedio más un intervalo corto de profundidad, debajo de la zapata del revestimiento se debe correr una prueba de presión en la

---

<sup>46</sup> Hydraulic Fracturing Operations Well Construction and Integrity Guidelines, API Guidance Document Hf1 First Edition, October 2009

<sup>47</sup> Ibídem

formación también conocida como prueba de fugas o pérdida de fluido (leak off test), la cual estima los límites críticos de la densidad del lodo que debe ser utilizado para continuar perforando en forma segura en el fondo del pozo y así continuar con otra tubería de revestimiento. Si los resultados de esta prueba son inadecuados o indican una falla, correcciones inmediatas deben ser realizadas (operaciones de cementación correctiva)<sup>48</sup>.

Después de establecer el revestimiento de superficie y el revestimiento intermedio se perfora hasta la formación objetivo. Al llegar a esta zona, el revestimiento de producción puede ser fijado en la parte superior o dentro de la formación. Normalmente el revestimiento es establecido con cemento usando el mismo método que en el revestimiento de superficie y el revestimiento intermedio, aunque algunos Estados requieren la completa circulación de cemento desde la base al tope del revestimiento de producción, muchos otros Estados requieren solamente una cantidad de cemento por encima del tope de la formación de interés. Por ejemplo en Arkansas, el revestimiento de producción debe ser cementado 250 pies por encima del tope de la formación. Las razones por las cuales no se considera muchas veces apropiado cementar el revestimiento de producción desde la base hasta el tope, parte del hecho de que entre más profundo sea el pozo más complejo se hace la circulación del cemento, además la cementación se hace en etapas las cuales pueden dar como resultado un trabajo de cementación pobre o daño del revestimiento si no se hace apropiadamente<sup>49</sup>.

En algunos casos cuando la broca se ha desviado de la vertical, se utilizan centralizadores para asegurar que el revestimiento este bien centrado antes de cementar. El propósito del revestimiento de producción es impedir la migración de crudo o gas desde las zonas productivas hacia otras formaciones, bombear los fluidos de fracturamiento hidráulico desde la superficie hasta la formación productora sin afectar ninguna otra formación. Antes de continuar con la perforación o el fracturamiento hidráulico, se debe comprobar la integridad del revestimiento de producción corriendo una herramienta de presión en el revestimiento para asegurar que la cementación es adecuada para proseguir con las siguientes operaciones, normalmente se corre también un *CBL*. Si la cementación es inadecuada, se debe realizar operaciones correctivas de cementación.

---

<sup>48</sup> Ibidem

<sup>49</sup> Ibidem

La profundidad de cada secuencia de revestimiento debe ser determinada como parte del plan de perforación, además es de gran importancia este diseño, ya que debe soportar el resto de la operación de perforación, y así mismo contener cualquier presión que pueda ocurrir en el interior del pozo. La longitud real cuando se está perforando es cuidadosamente ajustada conforme el pozo es perforado basándose en datos del proceso de perforación (cortes de perforación) y de los resultados de los registros corridos para analizar presiones y estabilidad del pozo.

La sarta de revestimiento es de gran importancia para la protección de los recursos de agua subterránea, ya que proporcionan el aislamiento del pozo con estas zonas de agua dulce. El revestimiento de superficie es la primera línea de defensa junto con el revestimiento de producción, el cual es el segundo revestimiento que proporciona una segunda capa de protección al agua subterránea. Asimismo, la cementación suma un mayor valor para el proceso de protección de esta fuente de agua, ya que sella los espacios anulares entre el pozo y los acuíferos creando una barrera hidráulica tanto para la migración de fluido vertical como horizontal<sup>50</sup>. Por consiguiente, el trabajo de cementación es el factor más crítico en la prevención del movimiento del fluido desde zonas profundas hasta los recursos de agua subterránea horizontal<sup>51</sup>.

En algunos Estados es común que personal del Estado presencie la ejecución y la cementación de las sargas de revestimiento, mientras que otros Estados revisan el informe final con los detalles de todo el procedimiento llevado a cabo en el pozo horizontal<sup>52</sup>.

#### **3.5.1.2.1. Programas de tubería de revestimiento y cementación**

Los actuales requerimientos de construcción de pozos consisten en la instalación de varios tubos de revestimiento y de cementación del pozo para cumplir el papel de proteger los acuíferos, para asegurar la zona productora está aislada de formaciones vecinas (acuíferos), estabilidad de pozo, etc. Durante el proceso de perforación, una serie de revestimientos de superficie y demás, cementan el hueco abierto. Algunas veces se usan revestimientos intermedios. A medida que cada

---

<sup>50</sup> State Oil And Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources, mayo 2009

<sup>51</sup> *Ibidem*

<sup>52</sup> *Ibidem*

tubo de revestimiento es instalado se cementa para asegurar un sello entre el revestimiento y la formación.

La figura 10 muestra las tuberías de revestimiento y el cemento necesario, que generalmente están presentes en los pozos de estas formaciones e ilustra la ubicación del revestimiento casing que aísla diferentes formaciones con agua, apta para consumo humano.

La figura muestra una serie de múltiples revestimientos, capas de cemento y tubería de producción (*Tubing*), las cuales son parte importante del completamiento del pozo, para prevenir la contaminación de zonas de agua fresca, asegurando que el gas no fluya a otras zonas vecinas de baja presión, y que fluya hacia la superficie por la tubería de producción para luego ser vendido.

El revestimiento de conducción sirve como base para la construcción del pozo y previene derrumbes en la zona cercana de superficie.

El revestimiento de superficie es instalado para aislar potenciales formaciones de agua fresca; este aislamiento es necesario para proteger acuíferos de la intrusión del lodo de perforación y de fluidos de producción. Como una protección adicional de zonas de agua dulce, la perforación con rotación de aire es usada a través de esta porción del pozo, ya que el lodo de perforación no debe entrar en contacto con el acuífero.

Los revestimientos intermedios, son instalados para aislar acuíferos no aptos para consumo humano. Estos revestimientos pueden ser necesarios, debido a la naturaleza de las zonas sobrepresionadas o debido a las zonas localizadas con agua salada. El área de pozo abierto debajo de la zona intermedia pueda que no se cimente hasta el punto donde empiezan los brazos de los pozos horizontales, esta área está llena con lodo de perforación.

Cada serie de revestimientos sirve como una capa de protección que separa los fluidos adentro y fuera del revestimiento y previniendo el contacto entre estos fluidos.

Los operadores usan una variedad de controles para asegurar que el aislamiento deseado de cada zona está ocurriendo, incluyendo que se asegure que el revestimiento usado tiene la suficiente resistencia y que el cemento está bien asentado y adherido al revestimiento. Esos controles pueden incluir registros

acústicos de adhesión de cemento y pruebas de presión para asegurar la integridad mecánica del revestimiento.

Una vez que las series de revestimientos son bajadas y cementadas, puede haber de cinco a más capas o barreras entre la tubería de producción y el agua de formación (ya sea dulce o salada). Un completamiento moderno en donde el 100% del agua en el subsuelo está protegida, por la apropiada instalación de revestimiento de superficie (y de las formaciones geológicas donde hay cierta afinidad de corrosión), la probabilidad de que los fluidos inyectados invadan estos acuíferos puede estar entre 1 pozo en 200.000 y de 1 pozo en 200 MM, si esos pozos fuesen operados en perforación; un pozo con inyección de un fluido bajo presión, donde aumenta la probabilidad de invasión del acuífero, incrementando el riesgo de una fuga de fluido de perforación o falla de pozo.

En un pozo de producción se reduce el riesgo, ya que la presión de la zona productora es menor que la del lodo, obteniendo gas y fluidos asociados, haciendo menos posible la intrusión de fluidos de producción en zonas de agua dulce. Por otra parte un pozo productor de gas es operado a una presión menor comparada con un pozo en perforación.

#### **3.5.1.2.2. Perforación Horizontal**

La perforación horizontal es una tecnología en evolución que ofrece a los operadores ventajas que los pozos verticales no brindan. Los operadores pueden perforar múltiples pozos horizontales desde una misma ubicación, reduciendo así los impactos superficiales. Sin embargo, los pozos horizontales son más costosos de perforar y de mantener, en algunas zonas el costo de un pozo horizontal puede ser de dos a tres veces el costo de un pozo vertical.

#### **3.5.1.2.3. Fracturamiento Hidráulico**

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de pozos que se ha empleado en la industria de petróleo y gas desde 1947. Formaciones de muy baja permeabilidad como arena fina y lutita, tienden a tener granos finos y pocos poros interconectados (baja permeabilidad). Con el fin de producir el petróleo o gas que se encuentra en este tipo de yacimientos de baja permeabilidad se utiliza la

técnica de estimulación de fracturamiento hidráulico<sup>53</sup>.

Este proceso de estimulación aumenta el área expuesta en la formación productora, creando rutas de alta conductividad que se propagan desde el pozo a través de la formación productora a lo largo del camino de menor resistencia, con una distancia significativa que logra que los hidrocarburos y otros fluidos puedan fluir con más facilidad desde la roca, pasando por las fracturas y llegando al pozo.

Durante el fracturamiento hidráulico, fluidos de fracturamiento son bombeados dentro del revestimiento de producción a través de las perforaciones, a presiones tan altas que generan fracturas dentro de la formación productora. La velocidad a la cual el fluido es bombeado debe ser lo suficientemente rápido para mantener la presión necesaria (presión de propagación) que haga propagar la fractura dentro de la roca. Mientras la fractura es propagada, un agente apuntalante como la arena ayuda a mantener la fractura abierta. Esto es debido a que cuando se detiene el bombeo de fluidos y el exceso de presión es removido, las fracturas tienden a cerrarse, por lo que el agente apuntalante ayuda a que esto no suceda y a que el fluido fluya más fácilmente.

En ocasiones, los fluidos de fracturamiento hidráulico salen de las fracturas hacia la roca, a través de los espacios porosos de la formación, o a través de fracturas naturales existentes, o a través de fracturas inducidas. El proceso se lleva a cabo en determinadas etapas que pueden ser modificadas dependiendo de las condiciones específicas del sitio, o si es necesario durante el tratamiento<sup>54</sup>.

El primer paso es el inicio de la fractura dentro de la formación de interés cuando es bombeado el primer fluido de fracturamiento (también llamado *pad*), el cual se encargará de la creación de la fractura. Después de que el *pad* es bombeado, las próximas etapas contendrán diferentes concentraciones de agente sostén o apuntalantes, el más común de estos es la arena que ha sido tamizado a una tamaño en particular. El último paso es el desplazamiento, el cual es utilizado con la finalidad de desplazar la mezcla fluido/agente sostén que pueda quedar en la tubería de producción. Este último fluido normalmente es agua pura sin aditivos, o puede ser el mismo fluido que ha sido bombeado hasta ese momento.

---

<sup>53</sup> Hydraulic Fracturing Operations Well Construction and Integrity Guidelines, API Guidance Document Hf1 First Edition, October 2009

<sup>54</sup> *Ibidem*

Diversos actores consideran necesario excluir para el uso de fracturamiento hidráulico (exploración, explotación, disposición del flujo de retorno) a las siguientes superficies: Las Áreas de Protección Acuática y toda región proveedora de agua potable; Regiones con condiciones tectónicas que faciliten vías de escape al metano, a los fluidos de fracturamiento y al flujo de retorno (fallas tectónicas, zonas sísmicas, minas abandonadas).

Merecen una protección especial aquellas regiones con reservas de agua potable para el futuro, vale decir, regiones prioritarias y reservadas de agua potable (recursos de agua potable, zonas sensibles al flujo (carga y descarga) de los acuíferos). También se deben cuestionar las perforaciones horizontales por debajo de las zonas protegidas, dado que por vías imprevistas puede ponerse en peligro la provisión de agua potable.

Un nivel de protección elevado para las personas y el medio ambiente puede significar una limitación considerable para las existencias francamente aprovechables de petróleo y gas de lutita.

- **Fluidos de fracturamiento**

Los fluidos de fracturamiento pueden ser a base de aceite, gel, ácido o agua, pero el más usado en un trabajo de fracturamiento son los fluidos a base de agua (*Slickwater*). Además del agua, de la cual se requiere aproximadamente entre dos y cinco millones de galones por pozo<sup>55</sup>, los fluidos de fracturamiento pueden contener una amplia gama de aditivos, cada uno diseñado para cumplir una función particular. Por ejemplo, en el fracturamiento hidráulico de gas de lutita en zonas profundas, el agua se mezcla habitualmente con un reductor de fricción para reducir la resistencia del fluido inyectado que se mueve a través del revestimiento, biocidas para prevenir el crecimiento bacteriano, inhibidores de incrustaciones para evitar la acumulación de cristales y apuntalantes, estos últimos pueden ser arena, perlas de cerámica, u otros para mantener las fracturas abiertas<sup>56</sup>.

El número de aditivos químicos en un típico tratamiento de fracturamiento varía dependiendo de las condiciones específicas del pozo que está siendo fracturado<sup>57</sup>.

---

<sup>55</sup> Disponible en: <http://cleanwater.org/page/fracking-process>. Fecha de consulta: Diciembre de 2014

<sup>56</sup> State Oil And Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources, mayo 2009

<sup>57</sup> Modern Shale Gas Development in the United States: un Primer, 2009

Los reductores de fricción permiten que los fluidos de fracturamiento y los propantes sean bombeados a la zona de interés a una alta velocidad, reduciendo así la presión mucho más que si fuera solo el agua el único componente bombeado. Los biocidas previenen el crecimiento de microorganismos para reducir la contaminación biológica de las fracturas; Los eliminadores de oxígenos y otros estabilizadores previenen la corrosión de las tuberías; los ácidos se utilizan para remover el lodo de perforación y a disolver minerales de la formación ayudando a generar las fracturas en la roca. En general la concentración de los aditivos puede variar de un 0.5% a 2% dependiendo de la cuenca geológica o de una formación a otra.

Debido a que las características de cada pozo varían no existe una única fórmula de los volúmenes de cada aditivo, por lo que las compañías de servicios han desarrollado un número de aditivos con propiedades funcionales similares para ser usados en el mismo propósito<sup>58</sup>.

### **3.5.1.3. Cierre y abandono de los pozos**

El abandono temporal de los operadores durante un periodo de tiempo exige una autorización por parte de las agencias regulatorias de cada Estado antes de poder dejar inactivo el pozo, en algunos de los Estados exigen un plan de sellamiento antes de llevar a cabo el procedimiento. Esta práctica es común en muchos Estados y el propósito se debe a prevenir el cierre del pozo porque hacia el futuro este tendrá un valor económico al ponerlo a producir nuevamente, a su vez evitando la perforación de nuevos pozos en esa misma área. Esta autorización permite que la agencia regulatoria revise la historia del pozo y pueda ser testigo de la integridad de este a través de ciertas pruebas (presión) llevadas a cabo en el pozo. Esto se realiza para prevenir algún tipo de contaminación por migración o intrusión de fluidos dentro del agua potable subterránea. Por ejemplo, en el estado de Indiana requiere que un operador demuestre que el nivel del fluido esté cien metros por debajo de los acuíferos<sup>59</sup>.

Una vez que un pozo ya no esté produciendo debe quedar fuera de servicio y sellado. En algunos casos el revestimiento de producción se retira y se deja el

---

<sup>58</sup>Ibidem

<sup>59</sup> Ibidem

revestimiento que se encuentre sobre la zona de agua fresca generando protección en ese lugar, y el pozo es llenado hasta la superficie con un material no poroso<sup>60</sup>. Normalmente se coloca cemento y otros materiales tales como geles que impiden la migración hacia arriba o hacia debajo de los fluidos de la formación. En la mayoría de los Estados los requisitos y métodos para taponar los pozos son muy específicos, mientras que en otros los requisitos son más generales.

### **3.5.2. Disposición de residuos**

Es esencial manejar los residuos para proteger la salud humana y el medio ambiente. Se debe determinar si los residuos son peligrosos, porque una mala determinación puede llevar a la toma de decisiones equivocadas del manejo de residuos. Un buen conocimiento del carácter del residuo hace que el operador esté mejor preparado y pueda desarrollar planes de manejo de residuos específicos al sitio.

Los operadores deben estar familiarizados con los reglamentos locales que rigen el manejo de residuos peligrosos y no peligrosos.

La opción preferida para evitar contaminación es evitar generar residuos cuando sea posible (reducción de fuentes). Por ejemplo: Modificaciones al proceso para reducir volúmenes de residuos y sustitución de materiales para reducir toxicidad.

Conseguir información sobre los productos químicos utilizados es difícil ya que la industria se niega a revelarla, amparándose en las leyes de patentes. A pesar de ello, estudios apoyados en diferentes fuentes de información, incluyendo el análisis de muestras obtenidas de fugas en tanques de almacenamiento de químicos, han permitido identificar 649 sustancias químicas diferentes. De éstas, 286 (44%) no están catalogadas y se desconocen sus efectos sobre la salud y el ambiente. De las 362 restantes, el 55% tiene efectos sobre el cerebro y el sistema nervioso, el 78% tiene efectos sobre el sistema respiratorio, la piel y los ojos, el hígado o el sistema gastrointestinal, y el 47% afecta al sistema endocrino, con graves efectos para la reproducción y el desarrollo. Si se analizan las vías de

---

<sup>60</sup> Marcellus Shale Gas Well Drilling: Regulations to Protect Water Supplies in Pennsylvania, Penn State Extension, 2011

exposición, el 58% de los compuestos químicos son solubles en agua y el 36% son volátiles, es decir, pueden ser transportados por el viento.

Además de los químicos utilizados, el fluido residual generado por el fracturamiento hidráulico contiene varias sustancias tóxicas provenientes del subsuelo. Esto incluye metales pesados (arsénico, plomo, cromo, mercurio), substancias radiactivas de origen natural (uranio, radio, radón), bencenos (normalmente en forma de benceno, tolueno, etilbenceno y xileno, conocidos con el acrónimo BTEX) y grandes concentraciones de sales.

Según la Agencia de Protección del Medioambiente de Estados Unidos, “la estimación de los fluidos recuperados varía entre un 15-80% del volumen inyectado dependiendo del lugar”. Por tanto, en una plataforma de explotación estándar de 6 pozos se generarían entre 13.500 y 72.000 toneladas de agua residual que normalmente se almacenan en balsas en el mismo sitio.

En la mayoría de las explotaciones de gas de lutita de Estados Unidos, la industria se deshace de estos residuos inyectándolos en el subsuelo. Sin embargo, esto no siempre es posible y constituye otra fuente potencial de contaminación. En Guy, Arkansas, se han producido unos 800 terremotos leves (menos de 3 grados en la escala Richter), que pueden ser relacionados con operaciones de inyección subterránea de fluido residual. Terremotos similares han ocurrido en los estados de Texas, Oklahoma, Nueva York y Virginia del Oeste, todos relacionados tanto con el fracturamiento hidráulico como con la inyección de agua residual. Aunque estos terremotos son relativamente pequeños, ponen en peligro el cementado de los pozos, principal medida para proteger el agua subterránea. Además incrementan la probabilidad de migración del fluido inyectado a los acuíferos situados a menor profundidad.

Ante los temores generados por los problemas en la gestión de estos residuos, la industria afirma que se están desarrollando tecnologías para la reutilización del fluido de retorno en sucesivas fracturas. Esto implicaría el transporte a plantas de depuración especiales, con el consiguiente riesgo de accidente, y el posterior almacenamiento de un menor volumen de residuo pero de una toxicidad mucho más elevada. Sin embargo, el reciclaje del fluido todavía está en fase de desarrollo, es extremadamente costoso y, por ello, es raramente utilizado.

En general, si la inyección subterránea no es posible, la industria opta por almacenar los residuos en balsas de evaporación, con el evidente peligro de

contaminación atmosférica, o lleva los fluidos a plantas de depuración públicas, pasando el problema a la administración. Normalmente, las instalaciones públicas no están preparadas para la depuración de este tipo residuos ya que son hipersalinos, con altas concentraciones de metales pesados, hidrocarburos e incluso sustancias radiactivas. Tampoco están preparadas para las cantidades generadas. Ya se han dado varios casos en Estados Unidos de vertidos de fluidos tóxicos a ríos debido a su defectuoso tratamiento en las plantas de reciclaje.

### **3.5.3. Opciones para la disposición del agua de desecho**

Los operadores de petróleo y gas de lutita manejan el agua producida a través de:

#### **3.5.3.1. Inyección subterránea**

Esta práctica empezó desde la década de 1930, donde los productores de petróleo comenzaron a eliminar la salmuera (*Brine*) producida junto con el crudo, reinyectándola en la misma formación de la cual fue extraída. En esta misma década, se utilizó la reinyección de salmuera producida con el fin de empujar el petróleo a un pozo adyacente, comenzando así la práctica de recuperación mejorada (*Enhanced Oil Recovery, EOR* por sus siglas en inglés). En la década de 1940, las refinerías de petróleo comenzaron a usar la inyección en pozos profundos para la eliminación de sus residuos, una década más tarde varias plantas químicas siguieron esta tendencia. En la década de 1950, a medida que la práctica de la eliminación de salmuera mediante inyección en pozos profundos continuó creciendo, muchos estados comenzaron a implementar regulaciones. En la década de 1960, los casos documentados de contaminación del agua subterránea asociada con la inyección subterránea de residuos comenzaron a aflorar.

En respuesta a los casos de contaminación, el Congreso de Estados Unidos aprobó la Ley de Agua Potable Segura (*Safe Drinking Water Act, SDWA* por sus siglas en inglés) en 1974 y dio a la *EPA* la autoridad para regular la inyección subterránea de todos los residuos con el fin de proteger las fuentes subterráneas de agua potable (*Underground Sources of Drinking Water, USDW* por sus siglas en inglés). En la siguiente década, la regulación de Control de Inyección Subterránea Federal (*Underground Injection Control, UIC* por sus siglas en inglés) aprobó cinco clases de pozos que se encuentran bajo el programa *UIC*, y los

correspondientes requisitos (desarrollados por la *EPA*) a los Estados y tribus para llevar a cabo su aplicación bajo su propia responsabilidad y supervisión en sus diferentes territorios<sup>61</sup>. Actualmente existen seis tipos de pozos de inyección de residuos, pero el tipo de pozo que relacionan los desechos de la industria de petróleo y gas es la Clase II.

Los pozos clase II han inyectado de una manera segura, aproximadamente más de 33 trillones de galones de residuos producidos en los pozos de aceite y gas sin poner en peligro las fuentes subterráneas de agua potable<sup>62</sup>.

Dentro de esta clasificación están los pozos de inyección usados para la recuperación mejorada EOR de crudo y gas, y los utilizados para disponer los fluidos asociados con la producción de petróleo y gas o también llamados pozos de eliminación de salmueras (*Saltwater Disposal Wells, SDW*).

En muchas regiones de los Estados Unidos, la inyección subterránea es el método más común de eliminación o disposición de líquidos u otras sustancias provenientes de las operaciones de extracción. Sin embargo, la inyección subterránea de agua producida no es factible en algunos *plays* de gas de lutita, como el de Marcellus, donde las limitaciones geológicas evitan la inyección subterránea profunda (ALL y GWPC 2009).

### **3.5.3.2. Piscinas**

Estos depósitos son utilizados para almacenar el agua dulce que será posteriormente utilizada en las operaciones de fracturamiento hidráulico o para almacenar agua utilizada o de desecho generada por la misma operación (ALL y GWPC 2009). Cada piscina está diseñada para retener los líquidos evitando que se infiltren (revestimiento sintético) en recursos hídricos vulnerables (Figura 11). Las piscinas tienen un estándar dentro de la industria petrolera pero no es apropiado en todos lados.

---

<sup>61</sup> Underground Injection Wells for Produced Water Disposal, Chesapeake Energy Corporation

<sup>62</sup> *Ibidem*

**Figura 11. Construcción de una piscina para almacenamiento de aguas de desecho localizada en la zona de la lutita de Marcellus**



**Fuente:** <http://www.marcellus-shale.us/impoundments.htm>

El volumen de agua producida es una mezcla de los fluidos de fracturamiento y de sustancias naturales radioactivas que forman parte de las rocas llamados *NORM* (*Naturally occurring radioactive material*).

Las piscinas presentan ciertos problemas potenciales tales como el desborde del agua de desecho como consecuencia de la lluvia, generando así infiltración al suelo, además se puede presentar otro tipo de infiltración dentro de ellas por presencia de fugas internas. También se puede generar liberación de gases volátiles hacia la atmósfera por la exposición abierta de estos depósitos<sup>63</sup>.

### **3.5.3.3. Tratamiento del Agua**

El manejo del flujo de retorno y el agua producida, es generalmente la inyección

---

<sup>63</sup> Summary of Environmental Issues, Mitigation Strategies, and Regulatory Challenges Associated With Shale Gas Development in the United States and Applicability to Development and Operations in Canada, SPE

subterránea en pozos Clase II, o tratamientos de estos residuos para su posterior reutilización o descarga en fuentes de agua.

El tratamiento de estos desechos presenta grandes desafíos, ya que contiene elevadas cantidades de sólidos disueltos totales o *TDS* (*Total Dissolved Solids*). El *TDS* es una medida del contenido de la materia disuelta en el agua que comprende sustancias naturales (sales, materia orgánica, minerales, etc.) combinada con sales inorgánicas (calcio, sodio, magnesio, potasio, cloruros, entre otros). Entre más tiempo permanezca el fluido de fracturamiento en contacto con la roca, más cantidad de *TDS*, metales y componentes naturales radioactivos (*NORM*) recogerá<sup>64</sup>.

En el 2010 en Pennsylvania se crearon nuevas regulaciones para las descargas de aguas producidas en las operaciones de gas de lutita para proteger los cuerpos de agua y el agua potable pública, estableciendo que los estándares de *TDS* para el agua de desecho debía ser menor a 500 ml/L, para los cloruros de 250 ml/L y para el bario y estroncio debía ser de 10 ml/L<sup>65</sup>.

El tratamiento del agua puede ser a través de las plantas de tratamiento públicas o a través de instalaciones comerciales de tratamientos de residuos. Un proceso convencional de tratamientos de residuos en plantas publicas consta de cuatro etapas: primaria, secundaria, terciaria y tratamiento avanzado.

#### **3.5.3.3.1. Proceso de Tratamiento en Plantas Públicas**

El tratamiento primario elimina sólidos grandes y otros constituyentes del agua residual que se precipitan o flotan. Estos procesos incluyen tamices, vertederos, mallas removibles y/o sedimentación y flotación (clarificación). El tratamiento secundario elimina compuestos orgánicos biodegradables, mediante el uso de procesos microbianos (bioreactor) en medios fijos (filtros percoladores) o en columnas de agua (tanques de aireación). Normalmente hay otra etapa típica de asentamiento en el proceso secundario donde los sólidos suspendidos generados

---

<sup>64</sup> Water's Journey Through the Shale Gas Drilling and Production Processes in the Mid-Atlantic Region, The Pennsylvania State University, 2012 - Marcellus Shale Wastewater Issues in Pennsylvania-Current and Emerging Treatment and Disposal Technologies, The Pennsylvania State University, 2011

<sup>65</sup> Water's Journey Throughthe Shale Gas Drilling and Production Processes in the Mid-Atlantic Region, The Pennsylvania State University, 2012

en el tanque de aireación son eliminados al sedimentarse (clarificación secundaria). En algunos sistemas el proceso terciario o el tratamiento avanzado es aplicado, usando la desinfección con UV, este tratamiento avanzado o proceso terciario es un paso extra del mejoramiento del agua para conseguir un agua de alta calidad (por ejemplo, para su reutilización en el riego). La empresa pública de tratamiento de aguas después de realizar la purificación puede descargar dichas aguas a las corrientes superficiales si no se pretende su reutilización o reciclado en el proceso de producción. Los residuos sólidos formados como subproductos de los procesos de tratamiento pueden contener metales, material orgánico, y radionucleidos que se han eliminado del agua. Los residuos son normalmente deshidratados y enterrados o incinerados.

El número exacto de estas plantas que aceptan los residuos del fracturamiento hidráulico no se tiene claro. En Pennsylvania donde se lleva a cabo la producción del gas de lutita de Marcellus, aproximadamente 15 de estas plantas estaban aceptando los residuos de las operaciones hasta mayo de 2011, debido a que el departamento de protección ambiental de Pennsylvania pidió a los operadores cesar voluntariamente la entrega de sus residuos a estas 15 plantas públicas. Esto se debía a que muchas de estas plantas no estaban preparadas adecuadamente para tratar el alto volumen de agua residual con su alto contenido de *TDS* para su posterior descarga a fuentes de agua y a que durante el tratamiento del agua podía formarse trihalometanos por la combinación de bromuro con cloro, lo cual genera cáncer en los seres humanos a largo plazo en concentraciones elevadas<sup>66</sup>.

### **3.5.3.3.2. Proceso de Tratamiento en Plantas Comerciales**

Los procesos comerciales para el tratamiento de los residuos del fracturamiento hidráulico incluye la cristalización (descarga cero líquida), destilación térmica / evaporación, electrodiálisis, osmosis inversa, intercambio iónico, coagulación y floculación seguida por asentamiento y/o filtración. Algunos tratamientos son mejores para tratar las aguas con alto contenido de *TDS*, que es una característica común del agua residual del fracturamiento hidráulico. Los procesos térmicos requieren bastante energía pero son muy efectivos en el tratamiento del agua con alto contenido de *TDS*, además pueden ser capaces de generar descarga líquida

---

<sup>66</sup> Water's Journey Through the Shale Gas Drilling and Production Processes in the Mid-Atlantic Region, The Pennsylvania State University, 2012 - Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

cero dejando solo un residuo de sal. La electrodiálisis y la osmosis inversa pueden ser viables para el tratamiento de residuos con más bajo contenido de *TDS*. Estas tecnologías son capaces de tratar contenidos de *TDS* de hasta 45000 ml/L, pero cuando la concentración es mayor a este valor se requiere de un pre-tratamiento como coagulación y filtración para minimizar incrustaciones en la membrana.

Este tipo de planta puede ser utilizada como un pre-tratamiento a una planta de tratamiento pública, o bajo un permiso aprobado puede descargar directamente a aguas superficiales.

#### **3.5.3.4. Reutilización**

Los productores del gas de lutita están acelerando los esfuerzos para reutilizar y reciclar las aguas residuales del fracturamiento hidráulico, a fin de reducir los costos asociados con la adquisición de nuevos suministros de agua, el transporte y el tratamiento de aguas residuales, traslado y deposición.

En mayo de 2011 la *EPA* pidió información sobre las prácticas actuales del manejo de las aguas residuales a seis operadoras del gas de lutita en la región de Marcellus. Las respuestas a la solicitud de la información, fue que las tecnologías aplicadas por ellos para el tratamiento de los residuos eran similares a las utilizadas típicamente en una planta pública, si los tratamientos eran dentro de las instalaciones ellos incluían tanques de sedimentación y filtración para su posterior reutilización, pero algunos tenían los tratamientos fuera de las instalaciones, y estos incluían clarificación primaria, procesos de precipitación, y clarificación secundaria. Algunos detalles específicos de los métodos de tratamiento fuera de las instalaciones fueron carentes ya que ellos lo consideran de su propiedad.

Hasta qué punto las tecnologías de tratamiento comunes utilizados en las instalaciones de tratamientos de residuos, son efectivos en la eliminación de los productos químicos es actualmente incierto. Por eso el departamento de medio ambiente de Pennsylvania para obtener más información acerca de los impactos en las aguas superficiales pidió a 14 plantas de tratamientos de agua pública muestras de agua para realizar junto con la *EPA* pruebas de radionucleidos, *TDS*, pH, alcalinidad, cloruro sulfato y bromuro.

### 3.5.4. Contaminación atmosférica y emisiones de gases de efecto invernadero

Las emisiones no deseadas de metano de los procesos de fracturamiento hidráulico pueden tener un impacto inmenso en el balance de gases de efecto invernadero. Las emisiones debidas a la intrusión del metano en los acuíferos todavía no han sido evaluadas. Sin embargo, las emisiones específicas de cada proyecto podrían variar en un factor de hasta diez, dependiendo de la producción del metano en el pozo en cuestión.

Estas fugas pueden ser minimizadas a través de inspecciones periódicas de las válvulas, conectores y líneas abiertas con las tecnologías de detección, y además de las mejores prácticas de manejo o *Best Management Practices (BMPs)* por sus siglas en inglés) que son diversas prácticas para proteger los suministros de agua, preservar la calidad del agua y asegurar que los residuos de perforación y producción sean desechados correctamente con la finalidad de cumplir con la reglamentación del aire limpio (*Clean Air Act*) dictada por la jurisdicción federal, estatal y local<sup>67</sup>.

Actualmente en Estados Unidos se usan tecnologías para capturar el gas natural, las cuales se resumen dentro del programa Gas Natural STAR (*Natural Gas STAR*) de la *EPA*. Este programa incentiva a las empresas petroleras y de gas natural a adoptar tecnologías y prácticas rentables y eficientes con el fin de reducir las emisiones de metano, además de incentivarlas a que documenten voluntariamente sus propias prácticas y tecnologías<sup>68</sup>.

Las ocasionales emisiones de metano también están en el foco de la discusión sobre la disminución de los gases de efecto invernadero mediante la sustitución del carbón y el petróleo por gas natural, así como sobre la compatibilidad climática de la producción de gas de lutita (ALVAREZ et al. 2012; HOWARTH et al 2011a).

El metano que sube a la superficie al completar la perforación es visto como fuente decisiva de emisiones de gases de efecto invernadero durante la producción de gas de lutita en los Estados Unidos y es caracterizado como una

---

<sup>67</sup> Summary of Environmental Issues, Mitigation Strategies, and Regulatory Challenges Associated With Shale Gas Development in the United States and Applicability to Development and Operations in Canada, SPE

<sup>68</sup> Disponible en: <http://www.epa.gov/gasstar/basic-information/index.html>. Fecha de consulta: Abril de 2014

diferencia decisiva con la producción convencional de gas natural (BURNHAM et al. 2012). Pero en la explotación no convencional de gas natural existen estrategias para evitarlo que son llamadas “*Reduced Emissions Completions (REC) o Green Completions*” (Completamientos de emisiones reducidas o Completamientos verdes). En ellas el metano y otros gases son separados del flujo de retorno y se hace el completamiento para lograr, en lo posible, un uso comercial, lo cual reduce el efecto sobre el clima (EPA 2011b, pág. 1).

A partir de 2015 será obligatorio en los Estados Unidos la aplicación de *REC* en todo nuevo emprendimiento de fracturamiento hidráulico (FORSTER y PERKS 2012, pág. 35).

En una investigación compuesta de siete muestras de aire en la ciudad de Dish, en Texas (donde se encuentra la lutita de Barnett), se encontró benceno en una cantidad 55 veces mayor a la permitida por la Comisión de Calidad Ambiental de Texas (*Texas Commission on Environmental Quality o TCEQ* por sus siglas en inglés). También encontraron: xileno, disulfuro de carbono, naftaleno (veneno) y piridina (un potencial cancerígeno); todos excedían los límites establecidos por la *TCEQ*, alcanzando niveles de hasta 384 veces el permitido.

Afortunadamente, existe tecnología suficiente para disminuir la contaminación emitida al aire en un 95%. No obstante, las empresas productoras las utilizan sólo si es penado por ley no hacerlo, cosa que sucede en pocos países y estados. Las palabras del alcalde de Dish fueron categóricas: “En lugares donde es obligatorio hacerlo, las empresas lo harán por voluntad propia, y es más, promocionarán su preocupación por el medio ambiente y la salud de la población”.

### **3.5.5. Buenas prácticas de la industria petrolera relacionadas con otros impactos ambientales**

- El ruido generado por la torre de perforación y por las operaciones de fracturamiento hidráulico puede ser reducido por sistemas de mitigación como muros temporales de sonido (Figura 12).

**Figura 12. Muro temporal para mitigar el ruido de las operaciones**



**Fuente:** <http://energy.about.com/od/drilling/ig/Gas-drilling-and-fracking/Sound-barriers-at-gas-drilling-site.htm>

- Las tecnologías de perforación de pozos horizontales y las plataformas multipozos reducen la perturbación de la superficie.
- La producción de petróleo y gas natural de yacimientos no convencionales también afecta el paisaje (por ejemplo estructuras como cercos vivos o arboledas, zonas de recreación, etc.). El impacto visual de un sitio de perforación con los posibles límites compensatorios obligados se declara con 400 a 600 m y el impacto acústico con hasta 500 m (SCHNEBLE et.al.2012).

**Figura 13. Lugar de exploración petrolera cerca al Parque Nacional Yasuni, Ecuador**



**Fuente:**

[http://wwf.panda.org/es/nuestro\\_trabajo/iniciativas\\_globales/amazonia/problemas\\_en\\_la\\_amazonia/otras\\_amenazas/extraccion\\_de\\_petroleo\\_y\\_gas\\_en\\_la\\_amazonia/](http://wwf.panda.org/es/nuestro_trabajo/iniciativas_globales/amazonia/problemas_en_la_amazonia/otras_amenazas/extraccion_de_petroleo_y_gas_en_la_amazonia/)

A fin de proteger el medio ambiente y los seres humanos, la utilización de superficies para obtener petróleo o gas de lutita puede ser limitada o impedida.

**Figura 14. Plataforma de exploración petrolera**



**Fuente:** <http://www.larepublica.pe/08-05-2014/gobierno-de-humala-cambio-radicalmente-la-politica-del-manejo-de-los-lotes-petroleros>

- Para controlar el polvo en el aire, levantado por la construcción y el tráfico, se alienta a los operadores a aplicar supresores de polvo químicos o agua a las carreteras no pavimentadas y otras superficies de suelo desnudo.

En Estados Unidos esto es necesario en muchas áreas donde la propiedad está bajo la administración de la Oficina de Administración de Tierras.

**Figura 15. Levantamiento de polvo y riego de carreteras**



**Fuente:** <https://eantidust.wordpress.com/>

- Se debe mejorar la información pública acerca de las operaciones mediante la creación de un portal de acceso a una amplia gama de información, que incluya datos actuales disponibles de las agencias reguladoras.

El portal debe ser abierto al público para estudio y análisis de las operaciones y los resultados.

- Se debe aumentar el uso de buenas prácticas mediante la adopción del objetivo de mejora continua.

Se debe adoptar un compromiso para lograr la mejor práctica y demostrar una mejora continua en la reducción del impacto ambiental.

## **3.6. PRÁCTICAS EN LA REGLAMENTACIÓN COLOMBIANA**

### **3.6.1. Ministerio de Minas y Energía**

#### **3.6.1.1. Resolución 180742 del 16 de Mayo de 2012**

- **Procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales**

**Objeto:** Señalar el procedimiento para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, con el fin de propender que las actividades que desarrollen las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, garanticen el desarrollo sostenible de los recursos naturales no renovables, atendiendo las buenas prácticas de la industria.

Los procedimientos que no se especifican dentro de la Resolución en relación a la exploración y explotación de yacimientos no convencionales se regirán por lo dispuesto en la Resolución 181495 de 2009 o las normas que lo modifiquen o sustituyan.

**Normas Técnicas y Estándares:** En las operaciones reglamentadas en esta Resolución se deberán aplicar los estándares y normas técnicas nacionales e internacionales y especialmente las recomendadas por el AGA, API, ASTM, NFPA, NTC-ICONTEC, RETIE o cualquiera otra que las modifique, utilizadas en la industria petrolera.

En donde se desarrollen estas actividades, los manuales y normas técnicas requeridos deben estar a disposición permanente de las autoridades administrativas o de cualquier otra entidad o persona debidamente autorizada o delegada por el Ministerio de Minas y Energía.

**Disposiciones Complementarias:** Las actividades reglamentadas por la Resolución están sujetas a todas las leyes, decretos y actos administrativos relativos a la protección de los recursos naturales, del medio ambiente, de las minorías étnicas y culturales, de salubridad y de seguridad industrial, así como a los convenios de la OIT 174 y 181 y todos aquellos que los modifiquen.

Los procedimientos, trabajos y trámites establecidos en la Resolución deberán cumplir con los requerimientos determinados por las autoridades competentes en materia ambiental y social.

**Clasificación de Pozos en Yacimientos No Convencionales:** Los pozos en yacimientos no convencionales se clasifican como exploratorios y de desarrollo. Los pozos exploratorios son todos aquellos que se perforan dentro del período de exploración y los pozos de desarrollo son los perforados en el período de explotación.

Toda la información relacionada con ingeniería y/o geología presentada deberá estar firmada por un Ingeniero de Petróleos o un Geólogo, respectivamente, con Matrícula Profesional expedida por el organismo nacional competente, de acuerdo con lo establecido en el Código de Petróleos.

**Pozos Exploratorios:** Todos los pozos, a excepción de los estratigráficos, que se perforan dentro del período de exploración y cuyo objetivo sea establecer la existencia y caracterización de un área comercial del yacimiento no convencional, serán clasificados como exploratorios. Se entiende que varios pozos exploratorios pueden perforarse de forma cercana en la misma unidad geológica de interés para generar interferencia entre ellos, siempre y cuando, estos pozos se encuentren dentro de una misma área comercial. Se deberá corazonar por lo menos un (1) pozo de cada tres (3) exploratorios que se perforan en el área.

**Pozos de Desarrollo:** Todos los pozos que se perforan después de la declaración de comercialidad y dentro del período de explotación, serán clasificados como de desarrollo.

**Programa Global de Perforación:** Para la perforación de uno o varios arreglos de pozos, la compañía operadora podrá requerir permiso a través de una sola solicitud, presentando un programa general para la perforación.

Este requerimiento debe incluir, junto con el permiso para el inicio de perforación, un listado que incluya la siguiente información:

- a. Nombre(s) del (los) arreglo(s)
- b. Nombre del contrato
- c. Nombre(s) del (los) pozos(s)

- d. Clasificación
- e. Coordenada Norte de superficie (Magna sirgas)
- f. Coordenada Este de superficie (Magna sirgas)
- g. Coordenada Norte de fondo (Magna sirgas)
- h. Coordenada Este de fondo (Magna sirgas)
- i. Fecha aproximada de inicio de perforación (dd-mm-aaaa)
- j. Elevación del terreno sobre el nivel del mar
- k. Distancia en superficie del pozo al lindero más cercano (metros)
- l. Distancia en fondo del pozo al lindero más cercano (metros)
- m. Profundidad vertical total aproximada (pies)
- n. Profundidad desviada total aproximada (pies)
- o. Formación y/o formaciones objetivo
- p. Profundidad del tope de la(s) formación(es) objetivo (pies)
- q. Equipo de perforación
- r. Tubería(s) de revestimiento, incluyendo diámetro(s) de pozo, diámetro(s) de revestimiento, profundidad(es) en pies, tope(s) del cemento
- s. Programa direccional detallado con profundidades y coordenadas desde superficie hasta el fondo de cada uno de los pozos

Los mapas estructurales, de arena neta, facies, entre otros, deben ser entregados en profundidad “*True Vertical Deep – TVD*” para cada formación o formaciones objetivo.

**Terminación oficial:** Finalizada la perforación del último pozo de cada programa global, dentro de los treinta días (30) calendario siguientes, el contratista enviará a la dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces, el informe de terminación oficial debidamente diligenciado, que contenga:

- a. Nombre del (los) arreglo(s)
- b. Nombre del (los) pozo(s)
- c. Nombre del contrato
- d. Tipo de pozo (inyector y/o productor)
- e. Coordenada Norte de superficie (Magna sirgas)
- f. Coordenada Este de superficie (Magna sirgas)
- g. Coordenada Norte de fondo (Magna sirgas)
- h. Coordenada Este de fondo (Magna sirgas)
- i. Fecha de inicio de perforación (dd-mm-aaaa)
- j. Fecha de terminación de perforación (dd-mm-aaaa)
- k. Fecha de terminación del completamiento (dd-mm-aaaa)

- l. Elevación del terreno sobre el nivel del mar
- m. Profundidad vertical total aproximada (pies)
- n. Profundidad desviada total aproximada (pies)
- o. Formación o formaciones atravesadas
- p. Profundidad de tope y base de la(s) formación(es) atravesada(s) (pies)
- q. Intervalos acuíferos encontrados
- r. Tubería(s) de revestimiento, incluyendo diámetro(s) de pozo, diámetro(s) de revestimiento, profundidad(es) (pies), tope(s) del cemento
- s. Registros tomados en cada uno de los pozos. Éstos se deben remitir en formato digital
- t. Programa direccional final detallado con profundidades y coordenadas desde superficie hasta el fondo de cada uno de los pozos.

**Prueba de Pozo(s):** El contratista deberá presentar a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces, el programa de confirmación exploratoria que contenga los pozos a probar, el espaciamiento entre ellos y un mapa del área de interés superpuesto al de entes territoriales (municipios). Las pruebas tendrán una duración máxima de dos (2) años, prorrogables de acuerdo con los compromisos contractuales pactados.

Para realizar la prueba de los pozos en yacimientos no convencionales, se debe informar a la Dirección de hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces, las facilidades a utilizar, las cuales deberán ser instaladas bajo el cumplimiento de las normas técnicas establecidas en esta Resolución y en las demás normas nacionales e internacionales que regulen la materia. El cumplimiento mencionado será verificado directamente por la mencionada Dependencia de este Ministerio, o quien haga sus veces, o mediante mecanismos de inspección certificados.

Los resultados de las pruebas deberán informarse mensualmente con el fin de mantener al Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces, informado de los resultados obtenidos.

La infraestructura de estas facilidades podrá ser modular, siempre que no cause interferencia con alguna otra actividad económica que se realice en el área en la cual se instalan.

**Inicio de Explotación para Yacimientos No Convencionales:** Para dar inicio a la explotación de un determinado yacimiento no convencional, el contratista

deberá solicitar a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces en materia de fiscalización, el inicio de explotación para cada uno de los yacimientos, adjuntando la siguiente información:

- a. Declaración de Comercialidad radicada ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos
- b. Geología del área
- c. Análisis de los resultados de las pruebas
- d. Diseño de las facilidades de producción
- e. Mapa definitivo del área comercial, superpuesto al de entes territoriales indicando el porcentaje en acres para cada uno de ellos.
- f. Polígono con coordenadas Norte y Este del área solicitada (Magna Sirgas)
- g. Análisis del riesgo operacional
- h. Licencia global ambiental y copia de las autorizaciones o aprobaciones correspondientes, sin perjuicio de otros documentos o información que sean requeridos

Las facilidades, aforo de los tanques, la calibración de los equipos de medición y el patronamiento de las cintas, termómetros y demás instrumentos y equipos de medición y de laboratorio deben estar debidamente calibrados y certificados por las entidades competentes, información que debe estar a disposición de la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces.

Todos los requerimientos antes mencionados son de estricto cumplimiento con el fin de proceder con el inicio de explotación respectivo.

Los inicios de explotación serán autorizados por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, o quien haga sus veces, a través de Resolución debidamente motivada y previo el cumplimiento de los requisitos señalados en las disposiciones legales y contractuales vigentes.

**Quema de gas:** Para desarrollar esta actividad se tendrá en cuenta lo dispuesto en la Resolución 181495 de 2009, especialmente lo previsto en los Artículos 52 y 53 del Título VI –Control de Yacimientos o en aquellas disposiciones que sobre el particular expida el Ministerio de Minas y Energía.

### **3.6.1.2. Decreto 3004 del 26 de Diciembre de 2013**

- **Criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales**

Para los efectos del Decreto se entenderá por yacimiento no convencional la formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos

Los yacimientos no convencionales incluyen gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón (CBM), gas y petróleo de lutitas (*shale*), hidratos de metano y arenas bituminosas.

El Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con sus competencias, expedirá las normas técnicas y procedimientos en materia de integridad de pozos, estimulación hidráulica, inyección de agua de producción, fluidos de retorno y sobre otras materias técnicas asociadas a la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales, para adelantar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en los citados yacimientos, a excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano.

Las normas que expida el Ministerio de Minas y Energía deberán ser observadas sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones de carácter ambiental establecidas por las autoridades competentes.

### **3.6.1.3. Resolución 90341 del 27 de Marzo de 2014**

- **Requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales**

**Objeto:** Señalar requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales con excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano, con el fin de propender que las actividades que desarrollen las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, garanticen el desarrollo sostenible de la actividad industrial.

Los procedimientos que no se especifiquen dentro del reglamento en relación a la exploración y explotación de yacimientos no convencionales se regirán por lo dispuesto en la Resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009 o las normas que la modifiquen o sustituyan.

**Disposiciones Complementarias:** El cumplimiento a las disposiciones contenidas en la presente resolución deberá darse sin perjuicio de las obligaciones de carácter ambiental establecidas por las autoridades competentes.

**Sistema de Coordenadas:** Toda la información relacionada con formas, mapas, programas direccionales, entre otros, en relación con yacimientos no convencionales, deberá presentarse en el Marco Geocéntrico Nacional de Referencia MAGNA SIRGAS (origen Bogotá), único *datum* oficial de Colombia adoptado por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi, IGAC en la Resolución 068 del 28 de enero de 2005 o aquellas normas que la modifiquen o sustituyan.

**Programa Global de Perforación:** Para la perforación de uno o varios arreglos de pozos, la compañía operadora podrá requerir permiso a través de una sola solicitud, presentando un programa general para la perforación y el Formulario 4 “Permiso para Perforar” o aquel documento establecido para el efecto y programa direccional detallado con profundidades y coordenadas estimadas desde superficie hasta el fondo de cada uno de los pozos.

**Prueba Inicial de Producción en Yacimientos No Convencionales:** Concluida la perforación, estimulación y terminación del pozo, el operador realizará una prueba inicial de producción para cuyos efectos, previamente, deberá enviarse un programa al Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. La prueba podrá tener una duración máxima de hasta cuarenta y cinco (45) días de producción de fluidos mientras se logran condiciones estables de flujo, sin perjuicio de los tiempos requeridos para toma de muestras, registros de presión y acondicionamiento del pozo. Los resultados de la prueba se reportarán en el Formulario 6 “Informe de Terminación Oficial” o aquel documento establecido para el efecto, dentro de los quince (15) días siguientes a la terminación del periodo de prueba inicial de producción.

El Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, realizará una visita a fin de verificar las condiciones técnicas de las facilidades

iniciales de producción, las cuales podrán ser utilizadas, y ampliadas en caso de requerirse, para evaluar el potencial de cada uno de los pozos pertenecientes al arreglo de pozos.

Cuando las circunstancias operacionales o las características del yacimiento lo ameriten, el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, podrá autorizar tiempos superiores de prueba inicial de producción.

**Prueba Piloto de Pozo(s):** En caso que la prueba inicial de producción señalase que el pozo perforado resultó en un pozo productor, el operador deberá presentar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, el programa de prueba piloto para el pozo, acompañado de un mapa del área de interés superpuesto al de entes territoriales (municipios). La prueba tendrá una duración máxima de dos (2) años, prorrogables de acuerdo con los compromisos contractuales pactados o a razones técnicas justificables.

Si dentro de un arreglo de pozos llegasen a encontrarse nuevos pozos productores, estos podrán entrar bajo las mismas condiciones de la autorización de prueba que se conceda al primer pozo productor del arreglo de pozos, para lo cual el operador deberá actualizar la información del programa de prueba piloto, el mapa del área de interés superpuesto al de entes territoriales (municipios), junto con el Formulario 6 “Informe de Terminación Oficial” de los nuevos pozos o el documento establecido para el efecto.

Para realizar la prueba piloto del pozo o arreglo de pozos, se deberá informar al Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en la fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, las facilidades a utilizar, las cuales deberán ser instaladas bajo el cumplimiento de las normas técnicas establecidas en la regulación vigente y en las demás normas nacionales e internacionales que regulen la materia. El cumplimiento de lo anterior será verificado directamente por el representante del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, o mediante mecanismos de inspección certificados que el Ministerio de Minas y Energía previamente definirá e informará.

Los resultados de las pruebas como los informes de producción deberán reportarse mensualmente con el fin de mantener informado al Ministerio de Minas

y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, de los resultados obtenidos.

Durante el periodo comprendido entre la terminación de la prueba inicial de producción y la autorización para inicio de la prueba piloto, el pozo o arreglo de pozos se mantendrá en producción con el fin de evitar la interferencia en la evaluación del yacimiento.

La infraestructura de estas facilidades podrá ser modular, siempre que no cause interferencia con alguna otra actividad económica que se realice en el área en la cual se instalen.

**Registros y Muestreo para Pozos Exploratorios en Yacimientos No Convencionales:** En los pozos exploratorios para yacimientos no convencionales deberán tomarse como mínimo los siguientes registros en la sección vertical:

1. Rayos gamma.
2. Densidad – Neutrón.
3. Resistividad.
4. Potencial espontáneo.
5. Medidas de temperatura a la profundidad del zapato de cada revestimiento.

En la sección horizontal del pozo como mínimo se tomarán registros de rayos gamma.

En caso de haber múltiples pozos exploratorios en un arreglo de pozos, se tomará como mínimo un conjunto de registros en la sección vertical de uno de los pozos y se registrará la sección horizontal de cada uno de los pozos.

En etapa exploratoria exceptuando los pozos estratigráficos, se tomarán corazones en la zona de interés por lo menos en un (1) pozo por cada arreglo de pozos.

**Requerimientos de Cementación para Pozos Exploratorios y de Desarrollo:** La cementación de pozos exploratorios y de desarrollo de yacimientos no convencionales deberá cumplir los siguientes requisitos:

1. Requerimientos para revestimiento conductor y superficial:

- a) Los revestimientos superficial y conductor deberán cementarse hasta la superficie.
- b) La cementación debe ser realizada utilizando el método de bombeo y sello o un método similar que asegure el asentamiento del cemento.
- c) El revestimiento superficial debe ser sentado hasta una profundidad no menor de ciento cincuenta (150) pies por debajo del acuífero aprovechable para consumo humano más profundo encontrado con base en la información disponible.
- d) En caso que se encuentren condiciones geológicas imprevistas (acuíferos salinos cercanos a acuíferos aprovechables para consumo humano) se deberá sentar el revestimiento de superficie antes de esta condición geológica y así aislar el acuífero aprovechable con el siguiente revestimiento y trabajo de cementación.
- e) El revestimiento superficial debe ser colocado con un traslape mínimo del 5% de la profundidad del siguiente revestimiento proyectado a menos que existan condiciones específicas geológicas o razones de ingeniería que lo impidan.
- f) Se debe realizar una prueba de presión al revestimiento.
- g) Si el cemento no circula hasta superficie durante las operaciones iniciales de cementación o si hay evidencia de cualquier cementación defectuosa:
  - Se debe notificar por escrito, a la brevedad, al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, con un plan de acción correctivo.
  - Las operaciones de perforación del pozo deben ser suspendidas hasta que el revestimiento superficial esté adecuadamente cementado.
  - Una vez ejecutada la acción correctiva se podrá reanudar las operaciones de perforación del pozo y se debe enviar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos un reporte con evidencia que demuestre que la cementación fue exitosa.
- h) Para pozos exploratorios, dentro de los diez (10) pies siguientes a la perforación del zapato del revestimiento superficial, mientras la formación geológica lo permita o hasta que se encuentre formación virgen, se debe realizar una prueba de integridad de la formación para establecer la presión inicial de ruptura de la formación en el zapato. Esta prueba se realizará al menos en un pozo por cada arreglo de pozos.

**i)** El cemento debe estar diseñado para alcanzar una resistencia compresiva de trescientos (300) psi en veinticuatro (24) horas y ochocientos (800) psi en setenta y dos (72) horas.

**2.** Requerimientos para el revestimiento intermedio:

**a)** El revestimiento intermedio debe ser cementado hasta por lo menos quinientos (500) pies por encima del zapato del mismo, cuando las condiciones geológicas lo permitan; de no ser así esto deberá ser debidamente justificado en el Formulario 6 “Informe de terminación oficial” o en el documento establecido para el efecto.

**b)** La cementación debe ser realizada utilizando el método de bombeo y sello o un método similar que asegure el asentamiento del cemento.

**c)** Se debe realizar una prueba de presión al revestimiento.

**d)** Si hay evidencia de cualquier cementación defectuosa:

- Se debe notificar por escrito a la mayor brevedad posible al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con un plan de acción correctivo.

- Las operaciones de perforación del pozo deben ser suspendidas hasta que el revestimiento intermedio esté adecuadamente cementado.

- Una vez ejecutada la acción correctiva se podrán reanudar las operaciones de perforación del pozo y se debe enviar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, un reporte con evidencia que demuestre que la cementación fue exitosa.

**e)** Si se han penetrado zonas que contienen crudo, gas o fluidos corrosivos, el revestimiento intermedio debe ser cementado de manera que sea sellada la totalidad de los horizontes productivos y prevenir la migración de fluidos dentro del espacio anular.

**f)** Se deben correr registros tipo CBL para verificar la calidad de la cementación en cualquier sección del revestimiento intermedio que esté expuesta a zonas que contienen crudo, gas o fluidos corrosivos. Estos registros deberán ser enviados al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en la fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con su respectiva interpretación y análisis.

**g)** Para pozos exploratorios, dentro de los diez (10) pies siguientes a la perforación del zapato del revestimiento superficial, mientras la formación geológica lo permita o hasta que se encuentre formación virgen, se debe

realizar una prueba de integridad de la formación para establecer la presión inicial de ruptura de la formación en el zapato y para establecer la máxima presión a aplicar de ruptura de formación en el zapato. Esta prueba se realizará al menos en un pozo por cada arreglo de pozos.

- h)** El cemento debe estar diseñado para alcanzar una resistencia compresiva de trescientos (300) psi en veinticuatro (24) horas y ochocientos (800) psi en setenta y dos (72) horas.

### **3. Revestimiento Productor:**

- a)** El revestimiento productor debe ser cementado hasta por lo menos 500 pies por encima del zapato del mismo, cuando las condiciones geológicas lo permitan; de no ser así esto deberá ser debidamente justificado en el Formulario 6 “Informe de terminación oficial” o en el documento establecido para el efecto.
- b)** La cementación debe ser realizada utilizando el método de bombeo y sello o un método similar que asegure el asentamiento del cemento:
  - Para revestimientos de producción en pozos horizontales la cementación debe realizarse de acuerdo con los numerales 3a y 3b, y las zonas productivas podrán ser aisladas utilizando empaques (lo anterior a discreción del operador), para el sellamiento de las zonas productivas en el anular del revestimiento de producción. En caso que el operador decida utilizar empaques en el revestimiento o en la tubería de producción, se debe utilizar una herramienta de cementación multietapas por encima del tope del empaque exterior y se debe cementar hasta llenar el anular del revestimiento de producción al menos quinientos (500) pies por encima de la zona productiva más superficial.
- c)** El cemento debe estar diseñado para alcanzar una resistencia compresiva de trescientos (300) psi en veinticuatro (24) horas y ochocientos (800) psi en setenta y dos (72) horas.
- d)** Se deben correr registros tipo CBL para verificar la calidad de la cementación. Estos registros deberán ser enviados al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con su respectiva interpretación y análisis, certificando que la cementación fue exitosa.
- e)** Se debe realizar una prueba de presión al revestimiento.
- f)** Si hay evidencia de cualquier cementación defectuosa:

- Se debe notificar por escrito a la mayor brevedad posible al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con un plan de acción correctivo.
- Las operaciones de perforación del pozo deben ser suspendidas hasta que el revestimiento productor esté adecuadamente cementado.
- Una vez ejecutada la acción correctiva se podrán reanudar las operaciones de perforación del pozo y se debe enviar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, un reporte con evidencia que demuestre que la cementación fue exitosa.

**Requerimientos para Operaciones de Estimulación Hidráulica:** La estimulación hidráulica para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales se adelantará siguiendo los siguientes procedimientos y condiciones:

1. Previo a las actividades de estimulación hidráulica el operador debe realizar pruebas de presión a todos los revestimientos expuestos al tratamiento de estimulación hidráulica en el pozo.
2. El operador debe monitorear la presión del espacio anular de todos los revestimientos de manera permanente durante las actividades de estimulación hidráulica. En el evento en que haya un aumento en la presión anular de doscientos (200) psi, las operaciones de estimulación hidráulica deberán ser suspendidas de manera inmediata y notificar por escrito en el menor tiempo posible al Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
3. En caso que las presiones indiquen que hay comunicación entre el fluido de estimulación hidráulica y el anular del revestimiento el operador deberá:
  - a) Suspender las actividades de estimulación hidráulica.
  - b) Notificar de manera inmediata por escrito al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
  - c) Realizar las acciones correctivas.

- d) Notificar y enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas.
  - e) Una vez ejecutadas las acciones correctivas se podrán reanudar las actividades de estimulación hidráulica.
4. En ningún caso, la distancia entre una estimulación hidráulica y un acuífero aprovechable para consumo humano, podrá ser menor a cinco (5) veces el radio de estimulación hidráulica, calculado con base en el modelo geomecánico que tenga en cuenta los esfuerzos horizontales y verticales del área a ser estimulada.
  5. No se podrán realizar operaciones de estimulación hidráulica en pozos que se encuentren a menos de doscientos (200) metros de distancia en superficie de un pozo de agua construido con fines de consumo, irrigación, uso agropecuario u otras actividades de subsistencia.
  6. Antes de empezar las operaciones se debe presentar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y al Servicio Geológico Colombiano un informe detallado de trabajo a realizarse incluyendo lo siguiente:
    - a) Una discusión completa del diseño con el cronograma anticipado de la estimulación hidráulica incluyendo:
      - Volúmenes de cada etapa, aditivos químicos, concentraciones de propante y presiones anticipadas de fractura.
      - El radio de estimulación hidráulica modelado para cada etapa.
    - b) Línea base del fondo (*background*) radiactivo natural del ambiente en superficie y describir el tipo de medidas que se adoptarían en caso de que los niveles de actividad fuesen superiores a los niveles de exención o dispensa establecidos en la reglamentación vigente (Resolución 180005 de 2010) o en la norma que lo modifique o sustituya.
    - c) El programa de estimulación hidráulica incluyendo:
      - La altura del cemento del anular y los empaques.
      - Un análisis de cómo la resistencia de los revestimientos será suficiente para contener las presiones anticipadas de la estimulación hidráulica.
    - d) Un mapa que incluya:
      - La ubicación de los pozos construidos de agua utilizada por la comunidad con fines de consumo, irrigación, uso agropecuario, u otras

actividades de subsistencia y pozos de hidrocarburos dentro de una distancia equivalente a tres (3) veces el radio de estimulación hidráulica.

- Información sobre cada uno de estos pozos, la profundidad del acuífero aprovechable para consumo humano más profundo en el área, detalles de construcción del hueco de perforación (well bore) y si los pozos están todavía activos o su estado de abandono.
  - Fallas geológicas identificables a cualquier profundidad dentro de un volumen de un cilindro imaginario definido por el tipo de pozo:
    - ✓ Para pozos verticales:
      - La altura del cilindro corresponde a tres (3) veces la profundidad final estimada del pozo más profundo del arreglo de pozos.
      - El radio del cilindro corresponde a tres (3) veces la profundidad estimada del pozo, en torno al pozo más profundo del arreglo de pozos.
    - ✓ Para pozos horizontales:
      - La altura del cilindro corresponde a tres (3) veces la profundidad vertical estimada del pozo más profundo del arreglo de pozos.
      - El radio del cilindro corresponde a tres (3) veces el lateral horizontal más extenso estimado en torno al pozo o arreglo de pozos.
      - Cualquier evidencia histórica de sismicidad dentro de 16 km del pozo exploración o explotación propuesto.
      - La instrumentación sismológica instalada presente que involucre el bloque dentro del que se encuentre el pozo o arreglo de pozos.
- e)** Línea base de sismicidad del área que involucre el bloque dentro del que se encuentre el pozo o arreglo de pozos, con información existente.
- f)** Basado en la información anterior se debe incorporar un análisis de riesgos que contenga:
- El riesgo de intercomunicación de pozos.
  - El riesgo de migración de fluidos.
  - El riesgo de generar sismicidad desencadenada.
- g)** Con base en el análisis de riesgos diseñar un plan de mitigación de los riesgos identificados.

No se permitirá realizar estimulación hidráulica a menos de un (1) km de una falla activa mayor identificada, potencialmente peligrosa, especialmente que esté en el basamento y que tenga buzamiento hacia el interior del campo.

**Monitoreo:** Durante el desarrollo de las operaciones, el operador deberá realizar monitoreo de:

1. Presión del anular.
2. Material Radiactivo de Origen Natural (NORM) que pueda estar presente en los lodos de perforación o en tubería durante, y/o en el fluido de retorno, sólidos del fluido de retorno y agua de producción. En caso que los niveles de actividad medidos sean superiores a los niveles de exención o dispensa establecidos por la (Resolución 180005 de 2010) o en la norma que la modifique o sustituya y se deberán aplicar las acciones contempladas en la reglamentación vigente para las prácticas con materiales residuos o desechos radiactivos.
3. En caso que a criterio del Servicio Geológico Colombiano, no se cuente con una red lo suficientemente adecuada para detectar sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción, se realizará un monitoreo de sismicidad de acuerdo con las especificaciones que establezca el Servicio Geológico Colombiano para tal fin.

**Suspensión de Actividades de Estimulación Hidráulica:** El operador deberá suspender las actividades de la operación de estimulación hidráulica en caso que se presente un evento sísmico de magnitud mayor o igual a cuatro (4) en la escala de Richter, cuyo epicentro esté ubicado dentro del área cuyo radio en torno al pozo donde se realizan la operaciones sea de dos (2) veces la profundidad del pozo y a una profundidad hipocentral menor de dieciséis (16) km de acuerdo con la información oficial del Servicio Geológico Colombiano, el operador deberá:

1. Suspender las operaciones de estimulación hidráulica.
2. Revisar las presiones y volúmenes de estimulación hidráulica y los datos del monitoreo de sismicidad para determinar una correlación positiva entre el evento sísmico y la actividad de estimulación hidráulica.
3. Si se desvirtúa la correlación positiva entre el evento sísmico y la actividad de estimulación hidráulica, el operador podrá reiniciar las actividades de operación de estimulación hidráulica.
4. Si se sospecha una correlación positiva, se deben implementar acciones correctivas y/o preventivas e informar inmediatamente al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y al Servicio Geológico Colombiano.

5. Notificar sobre las acciones correctivas implementadas previo al reinicio de las actividades de operación de estimulación hidráulica.
6. Enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas y/o preventivas.

**Requerimientos para Pozos Inyectores de Fluido de Retorno y Agua de Producción:** Los pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción deberán cumplir los siguientes requerimientos:

1. Requerimientos de información geológica:

La solicitud del permiso para perforar un pozo inyector mediante el Formulario 4 o el documento que se establezca, deberá ser acompañada con soportes que demuestren que la formación geológica objetivo cuente con características geológicas que restrinjan la migración de fluidos hacia acuíferos aprovechables para consumo humano u otras formaciones. Para tal fin, la siguiente información deberá ser entregada al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y al Servicio Geológico Colombiano:

- a) Una revisión de la geología que incluya:
- La formación geológica propuesta para la inyección.
  - La estimación de la extensión lateral, porosidad y permeabilidad de la formación geológica para la inyección.
  - Fallas geológicas identificables a cualquier profundidad que se encuentren dentro de un volumen de un cilindro imaginario en el cual:
    - ✓ La altura del cilindro corresponde a tres (3) veces la profundidad final del pozo inyector.
    - ✓ El radio del pozo corresponde a tres (3) veces la profundidad del pozo, proyectado hacia superficie en torno al pozo de inyección.
  - Cualquier evidencia histórica de sismicidad dentro de dieciséis (16) km del pozo de inyección propuesto.
  - La instrumentación sismológica instalada que involucre el bloque dentro del que se encuentre el pozo inyector.
  - Línea base de sismicidad del área que involucre el bloque dentro del que se encuentre el pozo inyector con información existente.
  - Un well log del área indicando la profundidad y aislamiento de la zona de inyección y de otras formaciones geológicas importantes.

- b)** Se debe incluir un Área de Revisión a un radio de 3,2 km (2 millas) del pozo inyector para la cual se debe suministrar:
  - La ubicación y profundidad de los pozos construidos de agua utilizada por la comunidad con fines de consumo, irrigación, uso agropecuario, u otras actividades de subsistencia en el área de revisión con base en la información disponible.
  - La ubicación y profundidad de todos los pozos de hidrocarburos en el área de revisión que estén produciendo, suspendidos, taponados y/o abandonados.
- c)** Con base en la información anterior realizar y proveer un análisis de riesgo que contenga:
  - El riesgo de afectar acuíferos aprovechables para consumo humano o la posibilidad de migración de fluidos a otras formaciones diferentes a las sujetas a aprobación para inyección.
  - El potencial riesgo de causar sismicidad desencadenada por presencia de fallas geológicas activas en el área y cualquier referente histórico de sismicidad en la región. Específicamente se debe explicar cómo se escogió la formación para minimizar este riesgo y cómo se adaptará el proceso de inyección para minimizar el aumento de presión.
- d)** Con base en el análisis de riesgos diseñar un plan de mitigación de los riesgos identificados.

## **2.** Requerimientos de construcción:

- a)** Los revestimientos conductor y superficial deben ser cementados hasta superficie y el revestimiento superficial debe estar mínimo ciento cincuenta (150) pies por debajo del acuífero aprovechable para consumo humano más profundo encontrado, con base en la información disponible.
- b)** La inyección puede realizarse a través de un sistema de tubería de inyección y empaques en cuyo caso:
  - Los empaques deberán estar sentados a una profundidad no mayor a cien (100) pies sobre la zona de inyección, y deben tener un espacio anular entre la tubería y el revestimiento para permitir el monitoreo de presión durante la operación del pozo.
  - El aislamiento de los fluidos inyectados debe realizarse a través del uso de revestimientos centralizados mecánicamente y asegurados con cemento a una altura no inferior a trescientos (300) pies por encima del tope de la zona de inyección.

- c) En caso de que la inyección se realice a través de sistemas que no utilicen empaques, todos los revestimientos deberán estar cementados hasta la superficie.
- d) En caso de utilizar colgadores del revestimiento y camisa de reconexión (*tie back*) deberá tener una tubería que corra desde el empaque hasta la superficie a la camisa de reconexión (*tie back sleeve*) y deberá tener un espacio anular entre la tubería y el revestimiento para permitir monitoreo de presión durante las operaciones de inyección.
- e) La prueba de integridad de los revestimientos deberá ser a una presión igual a la presión máxima de inyección alcanzable, o como mínimo a una presión de trescientos (300) psi durante quince (15) minutos con una caída de presión no superior al 5%.

### 3. Pruebas iniciales:

- a) Antes del inicio de las operaciones de inyección, deberá verificarse la integridad mecánica del pozo para asegurar que no existan fugas en el sistema, ni movimiento de fluidos a través de canales verticales adyacentes al revestimiento que puedan llegar a afectar acuíferos aprovechables para consumo humano. Para tal fin podrán utilizarse registros de temperatura, de integridad del cemento y trazadores, entre otros.
- b) Se debe enviar un reporte con las pruebas de integridad con su debida interpretación al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, para que sean aprobados previo al inicio de operaciones, y previo a las pruebas de inyectividad. Tanto para pozos inyectoros nuevos como para pozos a convertir de productores a inyectoros.
- c) El operador del pozo inyector debe notificar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, sobre la fecha en que iniciarán las pruebas de inyectividad y las operaciones de inyección.

### 4. Límites de operación:

- a) La presión de inyección en cabeza de pozo deberá calcularse de forma tal que se asegure que durante la inyección no se generen nuevas fracturas o se propaguen las existentes en las zonas adyacentes a los acuíferos aprovechables para consumo humano.

- b)** La presión de inyección en cabeza de pozo no deberá ser mayor al 90% de la presión de fractura de la formación. En caso de que por las condiciones de operación, dicha presión llegase a alcanzar el equivalente al 95% de la presión de fractura, las operaciones deberán suspenderse hasta que se determine la causa del incremento y se realicen las acciones correctivas correspondientes.

**5. Monitoreo:**

- a)** Los volúmenes y presiones promedio deberán ser registrados y reportados al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, mediante la Forma 21 o el documento que se establezca para tal fin.
- b)** Todos los pozos inyectoros deberán ser equipados con medidores de presión, calibrados según las buenas prácticas de la industria y las recomendaciones del fabricante, en cada uno de los anulares.
- c)** La integridad mecánica del sistema deberá ser valorada por el operador del pozo por lo menos una vez cada tres (3) años.
- d)** En caso que el Servicio Geológico Colombiano no cuente con una red lo suficientemente adecuada (a criterio de dicha Entidad) para detectar sismicidad cerca de los pozos de inyección, se realizará un monitoreo de sismicidad de acuerdo con las especificaciones que establezca el Servicio Geológico Colombiano para tal fin.

**6. Requerimientos adicionales para pozos a convertir como inyectoros:**

- a)** Se deben correr registros de tope de cemento y registros tipo CBL para verificar la calidad de la cementación por revestimiento expuesto a la inyección.
- b)** Si el revestimiento superficial no ha sido cementado a superficie el revestimiento más interno deberá ser cementado hasta superficie.
- c)** Cualquier formación geológica abierta que no vaya a ser utilizada para inyección deberá ser aislada a través de tapones de cemento y abandonada. Estos deben ser probados a una presión de 1,25 veces la presión máxima de inyección.

No se permitirá realizar inyección cuando la distancia a una falla activa mayor identificada, potencialmente peligrosa, sea menor a dos (2) veces la profundidad del pozo propuesto.

**Suspensión de Actividades de Inyección:** El operador deberá suspender las actividades de operación de inyección en los siguientes casos:

1. Cuando se presenten fallas durante las pruebas de integridad se debe realizar un cierre inmediato del pozo, suspender las de operaciones de inyección en dicho pozo hasta tanto se implementen las acciones correctivas correspondientes y notificar dentro de las siguientes veinticuatro (24) horas al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Una vez las acciones correctivas hayan sido implementadas se podrán reanudar las operaciones de inyección en el pozo.
2. En pozos inyectoros, si las presiones del anular igualan el 20% del promedio de la presión de inyección el operador debe suspender las operaciones de inyección y notificar dentro de las siguientes veinticuatro (24) horas al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
3. Si se presenta un evento sísmico de magnitud mayor o igual a cuatro (4) en la escala de Richter, cuyo epicentro esté ubicado dentro del área cuyo radio en torno al pozo de inyección sea de dos (2) veces la profundidad del pozo y a una profundidad hipocentral menor de dieciséis (16) km de acuerdo con la información oficial del Servicio Geológico Colombiano, el operador deberá:
  - a) Suspender las operaciones de inyección.
  - b) Revisar las presiones y volúmenes de inyección y el monitoreo de sismicidad para determinar una correlación positiva entre el evento sísmico y la actividad de inyección.
  - c) Si se desvirtúa una correlación positiva entre el evento sísmico y la actividad de inyección el operador podrá reiniciar las actividades de inyección.
  - d) Si se sospecha una correlación positiva se deben implementar acciones correctivas y/o preventivas e informar inmediatamente al Ministerio de

Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y al Servicio Geológico Colombiano.

- e) Notificar sobre las acciones correctivas implementadas previo al reinicio de las actividades de operación de estimulación hidráulica.
- f) Enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas y/o preventivas.

4. En el caso que se presente la situación planteada en el numeral 3c, el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos podrá imponer los siguientes requerimientos adicionales a los pozos inyectoros, entre otros:

- a) Monitoreo especial de presión para establecer la presión de poro de la formación.
- b) Reducción del volumen de inyección aprobado.
- c) Implementación de un cronograma de inyección periódica.

**Inspecciones:** Los operadores deberán notificar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, con al menos setenta y dos (72) horas de antelación sobre las siguientes actividades, con el fin de ser objeto de inspección en campo a discreción de estas autoridades.

1. Para los pozos de exploración y producción:

- a) Inicio de la construcción del pozo.
- b) Corrida y cementación del revestimiento superficial.
- c) Pruebas a las preventoras durante la instalación inicial y durante las pruebas subsiguientes.
- d) Pruebas de integridad del revestimiento intermedio.
- e) Corrido y la cementación del revestimiento de producción.
- f) Pruebas de presión del anulo del revestimiento de producción.
- g) Operaciones de estimulación hidráulica.

2. Para los pozos inyectoros:

- a) Inicio de la construcción del pozo.

- b) Corrida y cementación del revestimiento superficial.
- c) Durante las pruebas de integridad del revestimiento intermedio.
- d) Durante el corrido y la cementación del revestimiento de “producción”.
- e) Durante las pruebas de presión del anulo del revestimiento de producción.
- f) Inicio de las pruebas de inyectividad.

Para las actividades del numeral 1 inciso g) y numeral 2 inciso f), se deberá adicionalmente notificar al Servicio Geológico Colombiano con al menos setenta y dos (72) horas de antelación.

**Almacenamiento y disposición de material radiactivo de origen natural (NORM) presente en cortes, sólidos, tubería, fluido de retorno o agua de producción durante la exploración y explotación de yacimientos no convencionales:** En el evento en que los niveles de actividad de los Materiales Radiactivos de Origen Natural (NORM) superen los niveles de actividad establecidos para exención o dispensa estos deberán ser tratados de conformidad con lo establecido en la reglamentación vigente para las prácticas con materiales radiactivos.

El almacenamiento de residuos de Materiales Radiactivos de Origen Natural (NORM) deberá hacerse de acuerdo con lo establecido en el Reglamento para la Gestión de Desechos Radiactivos (Resolución 180005 del 5 de enero de 2010) o en la norma que lo modifique o sustituya.

En caso de ser necesario el transporte de los residuos *NORM* deberá hacerse de conformidad con los requisitos establecidos en el Reglamento de Transporte Seguro de Material Radiactivo (Resolución 181682 del 9 de diciembre de 2005) o en la norma que lo modifique o sustituya y de las demás regulaciones nacionales e internacionales aplicables.

### **3.6.2. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA**

#### **3.6.2.1. Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los Proyectos de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos. 20 de Marzo de 2014.**

- **Términos de Referencia y Requerimientos Complementarios para el**

## **Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental para la Actividad de Exploración de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales**

**Consideraciones Generales:** El Anexo No. 3 de los Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para Proyectos de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales, tiene como objetivo presentar los términos de referencia y requerimientos adicionales para los proyectos que pretenden desarrollar un Estudio de Impacto Ambiental con su respectivo Plan de Manejo Ambiental para la perforación exploratoria de hidrocarburos presentes en yacimientos no convencionales, exceptuando arenas bituminosas e hidratos de metano.

La razón de establecer términos de referencia y requerimientos adicionales se fundamenta en las particularidades propias de las actividades de exploración de yacimientos no convencionales, que ameritan un tratamiento y análisis especial con énfasis en las medidas de manejo y mitigación de potenciales impactos y riesgos ambientales y sociales.

Estos términos de referencia y requerimientos deben presentarse como una parte adicional a los requerimientos de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos, pero deben ser incluidos de forma tal que constituyan un solo documento integrado del EIA y PMA, donde se identifiquen de manera holística las actividades, las áreas de influencia, la línea base, evaluación de impactos y medidas de manejo con relación a la actividad de exploración de yacimientos no convencionales.

**Área de Influencia:** El área de influencia por componente, grupo de componentes o medios se debe determinar con base en la sección 4 de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos, incluyendo el Área de Revisión.

### **Descripción del Proyecto:**

- Estimulación hidráulica:

Para la actividad de estimulación hidráulica describir o definir:

- ✓ Número máximo de plataformas y plataformas multipozo.

- ✓ Número máximo de pozos por plataforma a ser estimulados hidráulicamente y el número estimado de etapas de estimulación por pozo.
- ✓ Nombre, descripción y profundidad de la formación geológica a ser estimulada hidráulicamente.
- ✓ Descripción de las formaciones de aguas subterráneas.
- ✓ Se deberá presentar un esquema de un perfil vertical geológico indicando las diferentes formaciones geológicas y resaltando la ubicación y las profundidades de las zonas objeto de estimulación hidráulica y de las formaciones de agua subterránea, con la información más precisa que el solicitante tenga disponible.
- ✓ Los equipos maquinaria, sistemas y procesos para la estimulación hidráulica.
- ✓ Los sistemas de almacenamiento de fluido de estimulación hidráulica, fluido de retorno y/o agua producida.
- ✓ Identificación de las fuentes de energía especificando su capacidad de generación en kw por unidad de tiempo.
- ✓ Identificación de las fuentes de agua y caudal máximo requerido. Este último podrá ser precisado por etapa del proyecto.
- ✓ El tipo y volumen total estimado del fluido base.  
Nota: En ningún caso podrá utilizarse diesel como fluido base del fluido de estimulación hidráulica.
- ✓ El tipo y cantidad estimada de propante.
- ✓ Los componentes químicos que serán potencialmente utilizados en los fluidos de estimulación hidráulica. Esto incluye:
  - Los productos de aditivos químicos en el fluido, incluyendo el nombre bajo el cual el producto ha sido mercadeado o vendido, el proveedor y una descripción del propósito del aditivo (por ejemplo biocida, triturador, inhibidor de corrosión).
  - El nombre común y el número de registro del CAS19 para cada componente químico potencialmente utilizado en el fluido.
  - La concentración estimada de cada aditivo químico, expresado como un porcentaje de masa del volumen total del fluido.
  - Si la identidad de un aditivo químico tiene derecho a la protección de secreto comercial conforme a lo establecido por la ley, el solicitante deberá incluir en el EIA una indicación de que la protección del secreto comercial se ha aplicado y en su lugar informará el nombre de la familia química relevante. En caso que la ANLA requiera mayor información sobre dicho aditivo, solicitará la información para lo cual tomará las medidas necesarias con el fin de evitar su divulgación al público en

general. Sin embargo en caso de ocurrir un evento no planeado el solicitante deberá facilitar la información de manera oportuna a la entidad que lo solicite con fines de diagnóstico clínico o tratamiento médico.

Debido a que los componentes del fluido de estimulación hidráulica podrán variar, estos podrán ser ajustados en el PMA específico del pozo o arreglo de pozos y los componentes utilizados deberán ser reportados en los Informes de Cumplimiento Ambiental.

Sobre los componentes químicos utilizados en la estimulación hidráulica el solicitante deberá mantener actualizada la información sobre riesgos para la salud, información ecotoxicológica (de existir) y concentraciones manejadas, así como la información existente sobre su biodegradabilidad, en una base de datos disponible al público de manera permanente.

Se deberá establecer un Área de Revisión para cada uno de los pozos o arreglo de pozos que serán estimulados hidráulicamente.

En el PMA que se presente en el EIA se debe incluir:

- a) Un análisis de riesgo general de contaminación de agua subterránea con sus respectivas medidas de manejo. Se podrá utilizar la Metodología para la evaluación de la vulnerabilidad intrínseca de los acuíferos a la contaminación publicada por el MADS.
- b) Con relación al fluido de estimulación hidráulica se deberá presentar:
  - ✓ Método para transportar el fluido de estimulación hidráulica al sitio de exploración y especificaciones técnicas del medio de transporte para la prevención de derrames de acuerdo con el Decreto 1609 de 2002 del Ministerio de Transporte, para el transporte de sustancias peligrosas.
  - ✓ Capacidad aproximada de almacenamiento requerido y especificaciones técnicas del almacenamiento para la prevención y contención de derrames.
  - ✓ Lista planeada y volumen aproximado de los químicos que serán mantenidos en el sitio para la conformación del fluido de estimulación hidráulica.

**Nota:** No se podrán mezclar o almacenar componentes del fluido de estimulación hidráulica (tal como se define en el glosario) en piscinas al aire libre, únicamente

en tanques cerrados (*frac tanks* u otros similares) con tapa y ventilación de seguridad, o tanques abiertos, con las medidas establecidas en la sección 7.7 del presente anexo y mientras se garantice que los niveles de COVs no superen la normatividad vigente.

- c) Con relación al agua producida (incluyendo el fluido de retorno) se deberá presentar la siguiente información:
- ✓ La descripción del proceso a ser utilizado para el tratamiento.
  - ✓ Descripción de cómo el fluido de retorno será manejado, incluyendo la forma en que será almacenado, tratado, transportado y la descripción de cualquier infraestructura asociada.
  - ✓ Método para transportar el fluido de retorno y agua producida:
    - Desde la plataforma de exploración hasta el lugar del sistema de tratamiento.
    - Desde el lugar del sistema de tratamiento al lugar de disposición final tanto de residuos líquidos como sólidos.

**Nota:** No se podrá almacenar fluido de retorno ni agua producida en piscinas al aire libre, únicamente en tanques cerrados (*frac tanks* u otros similares) con tapa y ventilación de seguridad, o tanques abiertos, con las medidas establecidas en la sección 7.7 y mientras se garantice que los niveles de COVs no superen la normatividad vigente.

En el PMA específico se debe incluir para el Área de Revisión para cada uno de los pozos o arreglo de pozos la siguiente información:

1. Sobre la estimulación hidráulica:
  - ✓ Composición planeada (más específica) del fluido de estimulación hidráulica incluyendo los aditivos químicos y propante (s) a utilizar.
  - ✓ Número de etapas planeadas de estimulación hidráulica.
  - ✓ Fechas aproximadas para la estimulación hidráulica.
  - ✓ Fechas aproximadas para el flujo de fluido de retorno.
2. Caracterización de la geología del subsuelo.
3. Identificación de pozos activos y/o abandonados, utilizando información existente y validación en campo.

4. Identificación de pozos de agua subterránea y profundidades de los mismos.
5. Análisis detallado de riesgo de contaminación de acuíferos para cada pozo o arreglo de pozos.

**Nota:** En caso que las fechas aproximadas para la estimulación hidráulica y para el flujo de fluido de retorno cambien, se deberá informar previamente a la autoridad ambiental de manera escrita.

- Planta de tratamiento de fluido de retorno o agua producida:
  - ✓ Descripción planeada del proceso de pre-tratamiento/tratamiento que será utilizada para cumplir con los requerimientos de calidad de agua para la disposición seleccionada del fluido de retorno y/o agua producida.
  - ✓ La ubicación planeada del sistema de tratamiento (tratamiento en el sitio, unidad móvil de tratamiento, tratamiento centralizado) y si el sistema o sistemas serán de propiedad del solicitante.
  - ✓ Inventario de los potenciales químicos que serán mantenidos en el sitio para el sistema de tratamiento.
  - ✓ Método de almacenamiento de los potenciales químicos que serán mantenidos en el sitio para el sistema de tratamiento.
  - ✓ Volumen aproximado de los potenciales químicos que serán mantenidos en el sitio para el proceso de tratamiento.
  - ✓ Capacidad de tratamiento anticipado (volumen aproximado de fluido tratado por unidad de tiempo).
  - ✓ Potencial capacidad de almacenamiento requerido y especificaciones técnicas del almacenamiento para la prevención de contingencias.
  - ✓ Generación anticipada de residuos del tratamiento (volumen aproximado y tipo), con la mejor información disponible previa a la exploración.

**Nota:** En el PMA específico se deberán detallar y especificar cada uno de los puntos del numeral 3.2. En los puntos en que se mencione “volumen aproximado” en el PMA específico se deberá incorporar el volumen máximo.

#### **Caracterización del área de influencia del proyecto:**

- Medio Abiótico
- ✓ Geología:

El responsable del estudio adicionalmente a lo establecido en la sección 5.1.1 de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos deberá presentar la ubicación relativa de los acuíferos y la permeabilidad de las unidades estratigráficas que separan cualquier acuífero y la formación objetivo, teniendo en cuenta cualquier falla, diaclasas, fracturas o irregularidades similares, con base en el modelo hidrogeológico conceptual y la mejor información geológica disponible tanto por fuentes oficiales como propia del solicitante.

Esta información debe ser ajustada a partir de la información existente utilizando las técnicas disponibles y debe ser consistente con la nomenclatura geológica nacional, establecida por el Servicio Geológico Colombiano. Dado el carácter regional, se establece que la información debe generarse en escala 1:25.000 o mayor. Cualquier mapa geológico debe contener información litológica y estructural suficiente para que pueda realizarse una lectura rápida y adecuada de la geología regional.

✓ Calidad de Agua Subterránea:

Con base en el Área de Revisión establecida, se deberá realizar un monitoreo de línea base en fuentes de agua subterránea disponibles identificadas dentro de esta área incluyendo (pero no limitándose a), los acuíferos con un contenido de sólidos disueltos totales de 4.000 miligramos por litro o menos y los acuíferos aprovechables para consumo humano (como los defina el MADS).

Inicialmente se debe elaborar un modelo hidrogeológico conceptual de la zona, que describa como mínimo los siguientes aspectos:

- Características geológicas de la formación, asociadas al transporte de contaminantes (extensión horizontal –lateral- y vertical –espesor-); dirección de flujo horizontal y vertical, y conductividad
- Tipo de fuente de agua (se puede dar preferencia a los pozos de agua doméstica)

Los criterios que se deberán tener en cuenta para la selección de la ubicación de los puntos de muestreo son los siguientes:

- Proximidad al pozo o al arreglo de pozos.

- Tipo de fuente de agua (se puede dar preferencia a los pozos de agua doméstica)
- Orientación de los puntos de muestreo (considerando la dirección de flujo del agua subterránea y la ubicación de muestras aguas arriba y aguas abajo)
- Confluencia de múltiples acuíferos (con el fin de tomar muestras de los más superficiales y los acuíferos que tienen un contenido de sólidos disueltos totales de 4.000 miligramos por litro o menos y los acuíferos aprovechables para consumo humano, como los defina el MADS).
- Condición de la fuente de agua (se podrán descartar fuentes de agua que se han determinado no operacionales, o que tienen imposibilidad de acceso por impedimentos físicos o de seguridad).

El muestreo representativo de puntos de aguas subterráneas en el área de influencia del componente hidrogeológico, se establecerá por métodos estadísticos o consideraciones técnicas.

Para determinar si la variabilidad espacial es estadísticamente relevante, se deben aplicar los siguientes *tests* sobre datos premuestreados:

- Diagramas de caja sobre parámetros de calidad: este procedimiento se realiza sobre el algoritmo natural de cada parámetro de calidad para comparar las varianzas sobre un mismo orden de magnitud entre los diferentes pozos premuestreados. Si se identifican visualmente diferencias significativas entre los diagramas de cajas se deberá realizar un análisis de varianza.
- Si la variabilidad espacial no es estadísticamente significativa, se podrá plantear el muestreo con *tests* no paramétricos.
- Si la variabilidad espacial es estadísticamente significativa, deberán proponerse otros métodos de muestreo sustentados.

Se deberá presentar un mapa a una escala de 1:25.000 o mayor que ilustre las ubicaciones de los puntos seleccionados para el programa de muestreo de línea base.

Si no hay fuentes de agua subterránea presentes en el Área de Revisión se deberán tomar por lo menos cuatro (4) muestras en las fuentes de agua subterráneas más cercanas al pozo o arreglo de pozos.

Si para el momento de la elaboración del EIA no se tienen aún establecidas las áreas específicas donde se realizarán las operaciones, se deberá realizar el monitoreo en una muestra estadísticamente representativa de las fuentes de agua presentes en el área de influencia del componente hidrogeológico, incluyendo pero no limitándose a los acuíferos que tengan un contenido de sólidos disueltos totales de 4.000 miligramos por litro o menos y los acuíferos aprovechables para consumo humano como los defina el MADS. Se deberán tomar muestras de dos (2) períodos climáticos, uno de los cuales podrá ser entregado a la ANLA con el PMA específico. De cualquier manera se deberá incluir toda la información solicitada en este numeral en los PMA específicos.

Para todos los monitoreos se deberán tomar los parámetros establecidos en la Tabla 2 de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos y adicionalmente se deberán tomar datos de línea base de los siguientes parámetros establecidos en la Tabla 3.

Todos los monitoreos deberán realizarse a través de laboratorios acreditados por el IDEAM para los parámetros establecidos en la Tabla 2 de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos y la Tabla 3. En caso que no haya laboratorios acreditados para el análisis de algún parámetro, los laboratorios acreditados por el IDEAM podrán enviar la muestra a un laboratorio internacional acreditado en su país de origen o por un estándar internacional, mientras se surte el proceso de acreditación en los laboratorios nacionales. Para el caso del metano en agua, el laboratorio podrá utilizar los protocolos del Anexo 4 de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos, u otro protocolo idóneo para su toma, manejo, preservación, almacenamiento y transporte.

**Tabla 3. Parámetros adicionales de calidad de agua para la exploración de yacimientos no convencionales**

Parámetro		Fuentes de agua (Incluyendo acuíferos del Área de Revisión)	Vertimientos en suelos: agua residual doméstica*	Vertimientos en suelos: agua residual industrial*
Caracterización química	Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno (BTEX)	X		X
	Metano	X		X
	Arsénico	X		X
	NORM (Ra-226 y Th 232)	X		X
	Mercurio	X		X
	Bario	X		X
	Manganeso	X		X
	Molibdeno	X		X
	Hierro	X		X
	Estroncio	X		X
	Zinc	X		X
	Caracterización bacteriológica	Bacterias reductoras de sulfato	X	X

\*Los parámetros de vertimientos enunciados en la Tabla 3 solo deberán tomarse en cuenta para la línea base. Una vez el MADS reglamente el artículo 27 del Decreto 3930 de 2010 los parámetros a evaluar serán aquellos que el MADS disponga.

**Fuente:** Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible. Autoridad nacional de licencias ambientales. Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental de proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos. Bogotá D.C. 2014.

✓ Calidad del aire:

Los monitoreos deberán ser realizados en cumplimiento de la Resolución 610 de 2010 y la Resolución 760 de 2010 (Protocolo para el Monitoreo y Seguimiento de la Calidad del Aire) o la que la sustituya, adicione o modifique.

Para el área de influencia del componente atmosférico se deberán presentar los resultados de una línea base de referencia de la condición sin proyecto, en puntos de monitoreo representativos, los cuales deben ser escogidos teniendo en cuenta los potenciales receptores sensibles y las fuentes principales de emisiones. Estos monitoreos deberán incorporar los siguientes parámetros:

- a. Monóxido de carbono (CO)
- b. Óxidos de nitrógeno (NOX)
- c. Óxidos de sulfuro (SOX)
- d. Compuestos orgánicos volátiles (COVs)
- e. Material particulado (PM 10 y 2.5)
- f. Metano
- g. Sulfuro de hidrógeno
- h. Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno (BTEX)
- i. Formaldehído

En el PMA específico se deberá presentar la línea base ajustada a los pozos o arreglos de pozos para los anteriores parámetros viento arriba y viento abajo, y presentar el mapa de calidad de aire.

En el PMA específico se requiere la presentación de una línea base (con su respectivo programa de monitoreo) para sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), compuestos BTEX y metano (CH<sub>4</sub>). Los puntos de muestreo deberán estar localizados en dos (2) lugares, principalmente viento arriba y viento abajo de los pozos o arreglos de pozos. El programa de monitoreo deberá incluir la medición de estos parámetros durante las actividades de estimulación hidráulica y durante el flujo de fluido de retorno.

Todos los monitoreos deberán realizarse a través de laboratorios acreditados por el IDEAM. En caso que no haya laboratorios acreditados para el análisis de algún parámetro, los laboratorios acreditados por el IDEAM podrán enviar la muestra a un laboratorio internacional, mientras se surte el proceso de acreditación en los laboratorios nacionales.

✓ Ruido:

Identificar y mapear los receptores sensibles de la comunidad al ruido generado por la actividad de estimulación hidráulica y el flujo del fluido de retorno. Esta información debe ser entregada en el PMA específico.

✓ Radioactividad natural

Se deberá tomar una línea base del fondo radiactivo natural (*background*) en superficie, en las áreas de exploración, donde habrá presencia (almacenamiento, tratamiento o disposición) de fluido de retorno y almacenamiento de tubería de perforación ya utilizada. Si no se conocen los sitios específicos en el momento de la elaboración del EIA, esta información deberá presentarse en el PMA específico de cada pozo o arreglo de pozos.

**Demanda, uso, aprovechamiento y/o afectación de recursos naturales**

- Vertimientos

Para la actividad de exploración de yacimientos no convencionales no se permitirá ningún tipo de vertimiento sin previo tratamiento ni vertimientos en cuerpos de agua, excepto para agua residual doméstica, la cual debe cumplir con los parámetros establecidos en el Decreto 3930 de 2010 o el que lo modifique, adicione o sustituya.

Se podrán utilizar empresas especializadas para el tratamiento de aguas residuales, siempre y cuando cuenten con los permisos y trámites ambientales de las autoridades competentes.

En el EIA se deberá presentar la siguiente información adicional a la establecida en la sección 7.3 de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos:

- ✓ Para el fluido de retorno, si se cuenta con suficiente información sobre el yacimiento se deberá presentar una caracterización estimada del mismo indicando el porcentaje de volumen esperado de retorno y si se puede prever la posibilidad que dicho fluido contenga los siguientes componentes, con su respectiva justificación (es decir explicando cómo se pudo determinar su potencial presencia):

- BTEX
- Arsénico
- Cromo
- NORM
- CH4
- H2S

En el caso que no se tenga información alguna sobre el yacimiento que pueda dar luces de los componentes que se pudieran o no prever en el fluido de retorno esta información no tendrá que ser presentada.

- Para disposición final de aguas en suelos:

El solicitante deberá dar cumplimiento a la norma de vertimientos al suelo que expida el MADS de acuerdo con el artículo 28 del Decreto 3930 de 2010 o el que lo adicione, modifique o sustituya.

Adicional a lo solicitado en el numeral 7.3.2 de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos, el solicitante deberá presentar la siguiente información en el PMA específico:

- ✓ La ubicación y descripción de aguas superficiales, acuíferos y otros cuerpos de agua cercanos al área propuesta de disposición y una descripción de la variación natural de los mismos con base en información existente o con los datos que recolecte el solicitante en campo.
- ✓ Realizar la caracterización fisicoquímica del área de disposición de los parámetros establecidos en la Tabla 3.
- ✓ La caracterización del área de disposición propuesta debe incluir una línea base de radiación de fondo (*background*) en superficie.

En el EIA el solicitante debe presentar una descripción general aproximada de las aguas residuales, tanto antes como después del tratamiento, que serán dispuestas en el área de disposición propuesta. Esta descripción debe incluir lo siguiente:

- ✓ El volumen proyectado y la tasa estimada de aguas residuales que pudiera ser aplicada a cada unidad de suelo presente en el área a licenciar. La tasa fija deberá ser incluida en los PMA específicos.
- ✓ En términos de ingeniería básica, la memoria de cálculo y diagramas, una descripción aproximada de la operación y el sistema de tratamiento que

tratará las aguas residuales antes de su eliminación y una descripción general del proceso que el sistema de tratamiento va a utilizar (intercambio iónico, ósmosis inversa, electrodiálisis inversa, etc.). La descripción detallada deberá presentarse en los PMA específicos.

- ✓ Un análisis de cómo el agua residual tratada tendrá un impacto en el área de vertimiento propuesta y los cuerpos de agua cercanos, que deben considerar, entre otras cosas, las características de la zona de disposición, las características de las aguas residuales tratadas, el método, volumen y la velocidad de la disposición. Si para el momento de la presentación del EIA no se tiene establecido el lugar preciso de la disposición esta información se deberá presentar en el PMA específico.
- ✓ El solicitante debe también presentar una descripción general de cualquier residuo sólido que el sistema de tratamiento de aguas residuales podría generar, así como el proceso que será utilizado para transportar y disponer los residuos sólidos.

El solicitante deberá aportar la información adicional que sea requerida por el MADS en la norma que expida sobre vertimiento en suelos, de acuerdo con el artículo 28 del Decreto 3930 de 2010 o el que lo adicione, modifique o sustituya.

En caso que se detecte que el fluido de retorno de estimulación hidráulica o el agua producida presente NORM por encima de los niveles de dispensa contemplados por la Resolución 180005 de 2010 del Ministerio de Minas y Energía, o el que la adicione, sustituya o modifique, se deberá realizar disposición del fluido de retorno y/o agua producida a través de reinyección en un pozo inyector.

- Para gestión de aguas de producción y formación a través de reinyección

Adicional a lo solicitado en la sección 7.4 de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos se deberá presentar la siguiente información:

- ✓ Para el monitoreo de calidad del agua de los acuíferos encontrados alrededor del pozo inyector y los acuíferos aprovechables para consumo humano como los defina el MADS, que tengan un contenido de sólidos disueltos totales – SDT menor o igual a 4.000 mg/L, se deberán muestrear adicionalmente a los parámetros presentados en la Tabla 2 de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos, los parámetros de la Tabla 3.

- ✓ Un análisis de riesgo que contemple el potencial riesgo de causar sismicidad desencadenada por presencia de fallas geológicas activas en el área y cualquier referente histórico de sismicidad en la región. Específicamente se debe explicar cómo se escogió la formación para minimizar este riesgo y cómo se adaptará el proceso de reinyección para minimizar el aumento de presión.
- ✓ La ubicación de fallas geológicas identificadas de acuerdo con la normatividad establecida por el Ministerio de Minas y Energía para pozos inyectoros de YNC. Esta información podrá ser entregada en el PMA específico.
- ✓ La caracterización del área de disposición propuesta debe incluir un muestreo de radiación de fondo (*background*) en superficie.

### **Planes y Programas:**

Como parte de lo que debe presentarse en la sección 11 de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos, se deberán incluir tanto en el PMA (de manera genérica) y detallar en los PMA específicos, entre las medidas de manejo propuestas, las siguientes:

- Uso de Aguas:

Con base en la información de línea base obtenida en el EIA y las actividades del proyecto con relación al uso de aguas, el solicitante deberá determinar la estrategia a ser implementada con el fin de mitigar los impactos asociados con el uso, transporte y almacenamiento de la(s) fuente(s) de agua.

Esto incluye los impactos a otros usuarios de agua, así como los impactos ambientales que pudieran resultar del uso de la fuente.

Las medidas deben incluir, pero no están limitadas a:

- ✓ Uso de agua residual o no potable para la actividad de estimulación hidráulica (en caso que sea posible)
- ✓ Reutilización del agua para estimulación hidráulica (en caso que sea posible)
- ✓ Medidas de mitigación o alternativas de captación de agua para períodos de sequía.
- ✓ Medidas de protección de área alrededor de la fuente de agua

- ✓ Medidas de espaciamiento entre las fuentes de agua y los pozos o arreglo de pozos de exploración.
- ✓ Medidas de protección de hábitats y fuentes de agua críticas para especies de flora y fauna, cuando aplique.
- ✓ Medidas y limitaciones de uso específicos del recurso, incluyendo requerimientos para periodos de bajo caudal para cuerpos de agua superficial, necesarios para mantener la vida acuática, los usos recreativos y otros usos (municipales, industriales, agrícolas).
- ✓ Medidas utilizadas para registrar el flujo del caudal utilizado

Las medidas para el monitoreo relacionado al uso del agua, que deberán ser reportadas en los Informes de Cumplimiento Ambiental y deberán incluir:

- ✓ Volumen y tipo de agua utilizada para la perforación.
  - ✓ Volumen y tipo de agua utilizada para la estimulación hidráulica.
  - ✓ Volumen de agua reutilizado en la estimulación hidráulica (en caso que aplique).
- Aguas superficiales

El riesgo de contaminación de las aguas superficiales puede ocurrir de manera indirecta a través de la escorrentía de agua lluvia durante actividades de exploración. Por esto se requiere un programa de monitoreo de aguas superficiales para proteger las aguas receptoras de escorrentía durante el desarrollo de las actividades.

El plan de manejo deberá incluir, pero no estar limitado a:

- ✓ Un marco conceptual para la protección de aguas receptoras sensibles en el área de influencia del componente hidrológico.
- ✓ Un programa de muestreo en puntos representativos estratégicamente ubicados y geo referenciados para hacer seguimiento a la calidad del agua de las fuentes incluidas en el área de influencia del componente hidrológico. Estos sitios de muestreo deben coincidir con los puntos de muestreo de la línea base.
- ✓ Se deberán monitorear los parámetros de la Tabla 2 de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos. Sin embargo, en caso que ocurra un evento no planeado de derrame de fluido de estimulación

hidráulica o de fluido de retorno/agua producida se deberán incluir adicionalmente los parámetros de la Tabla 3.

- Aguas subterráneas

En cuanto a calidad del agua, tal cual se realizó para el levantamiento de línea base, el programa de monitoreo de las aguas subterráneas debe estar basado en el establecimiento de un Área de Revisión que debe coincidir con las fuentes monitoreadas en la línea base.

Se deberán monitorear los parámetros de la Tabla 2 de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos y la Tabla 3.

La toma de muestras deberá ser obtenida en los mismos lugares de muestreo de línea base por lo menos cada tres (3) meses. El reporte de monitoreo deberá incluir por lo menos:

- ✓ La metodología de muestreo,
- ✓ los resultados analíticos,
- ✓ el protocolo de control de calidad y
- ✓ el análisis de hallazgos.

Estos reportes deberán ser enviados a la ANLA una vez estas muestras sean interpretadas.

La frecuencia de estos monitoreos podrá ser ajustada a discrecionalidad por parte de la ANLA.

Una ronda final de las muestras será obtenida en los lugares iniciales de muestreo un mes después de la terminación de la actividad exploratoria. Dicho monitoreo debe extenderse si los resultados muestran impactos potencialmente adversos en la calidad del agua como resultado de las actividades de exploración.

- Pozos inyectores y aguas subterráneas

El plan de manejo de los pozos inyectores deberá tener, pero no limitarse a, las siguientes medidas:

- a) Distancia mínima de reinyección a la(s) falla (s) geológicas activas más cercanas encontradas.
- b) Volumen máximo de reinyección por periodo de tiempo.
- c) Medidas para determinar que la composición de los fluidos a reinyectar es compatible con la formación receptora.

Las especificaciones en cuanto a construcción, integridad, pruebas de inyectividad, diseño de pozo y/o formaciones sujetas a reinyección, sismicidad, intercomunicación de pozos, entre otras, deberán realizarse con base en la regulación técnica expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

El programa de monitoreo de los pozos inyectoros deberá incluir:

- ✓ Toma de muestras semestrales para la caracterización de la composición del fluido a reinyectar.
- ✓ Monitoreo diario del volumen reinyectado
- ✓ Un protocolo de registro
  
- Emisiones atmosféricas y calidad del aire

El plan de manejo y programa de monitoreo de emisiones y calidad del aire deberá incluir tanto en el PMA (de manera genérica) y detallar en los PMA específicos, pero no limitarse a las siguientes medidas:

- ✓ Ningún gas será venteado en condiciones normales de operación.
- ✓ En caso que el hidrocarburo sea quemado:
  - Utilizar teas verticales y/ o horizontales con un dispositivo de combustión de ingeniería con una fuente de combustión fiable y continua que garantice por lo menos un 98% de eficiencia de combustión.
  - Implementar medidas adicionales de control de emisiones, radiación y temperatura en caso que el proyecto se encuentre próximo a zonas habitadas o bosques que puedan verse afectados por la quema del hidrocarburo.
- ✓ Proveer especial atención al monitoreo de metano y sulfuro de hidrógeno durante las actividades de exploración.
- ✓ Realizar monitoreo de los parámetros de calidad del aire obtenidos en la línea base. Estos puntos deben ser georeferenciados.

- ✓ Para cada uno de los pozos o arreglo de pozos establecer y mantener actualizado un inventario de fuentes fijas y móviles con sus emisiones asociadas.
  - ✓ Los tanques de almacenamiento estacionario con emisiones de COV iguales o superiores a cinco (5) toneladas por año, deberán emplear dispositivos de proceso o de control para lograr al menos un 90% de reducción en las emisiones de COV.
  - ✓ Los equipos de control de emisiones deberán estar adecuadamente diseñados y dimensionados para alcanzar los niveles de eficiencia de control adecuados.
  - ✓ El programa de monitoreo debe estar planteado con base en el programa de actividades teniendo en cuenta, pero no limitándose a, los tiempos en los que se ejecute la estimulación hidráulica y flujo del fluido de retorno.
  - ✓ El monitoreo deberá contemplar las fuentes mayores de emisiones incluyendo pero no limitándose a los tanques temporales de almacenamiento.
  - ✓ Registros: el propietario o el solicitante de cada tanque de almacenamiento estacionario sujeto a controles de emisión de COV mantendrá los siguientes registros:
    - Producción mensual de condensado o de crudo para el tanque.
    - La fecha, hora y duración de cualquier periodo en donde el equipo de control de emisiones no esté en operación.
- Ruido

El plan de manejo y programa de monitoreo de ruido deberá incluir las siguientes medidas:

- ✓ Para los receptores sensibles de la comunidad al ruido ocasionado por la actividad de estimulación hidráulica y flujo del fluido de retorno, identificados para cada uno de los pozos o arreglo de pozos, realizar monitoreo de ruido permanente durante las actividades de estimulación hidráulica y durante los días de flujo del fluido de retorno. En el caso que los niveles de ruido ambiental superen los establecidos por la Resolución 610 de 2006 o la que la modifique, adicione o sustituya, se deberán implementar medidas adicionales de mitigación al ruido hasta que se cumpla con dichos niveles.
- ✓ Todas las actividades de exploración con máquinas o motores que no sean operadas eléctricamente que estén dentro de 150 metros de los

asentamientos, viviendas o infraestructura social, serán equipados con medidas de mitigación de ruido, con el fin de cumplir con los niveles de ruido ambiental establecidos en la Resolución 610 de 2006 o la que la modifique adicione, o sustituya.

- Estimulación hidráulica y manejo de fluido de retorno y agua producida

Se debe plantear un plan de manejo y programa de monitoreo específico para la actividad de estimulación hidráulica en la cual se deberán establecer las siguientes medidas:

- ✓ Se utilizarán sistemas de contención para almacenar lo siguiente:
  - Aceite hidráulico
  - Aditivos de fluido de estimulación hidráulica
  - Fluido de retorno de la estimulación hidráulica y agua producida
- ✓ Las áreas en las cuales los aditivos, químicos, aceites, fluidos o combustibles serán almacenados y/o preparados deben tener una capacidad de contención suficiente para mantener hasta el 110% del volumen del contenedor más grande almacenado en el área.
- ✓ Todos los tanques con capacidad de 10 barriles o más serán señalizados con un aviso detallando la información de contacto del solicitante, la capacidad de los tanques, el contenido del tanque y cualquier etiqueta de advertencia con relación a los peligros químicos o de incendio.
- ✓ Todos los tanques que contengan materiales peligrosos identificarán los materiales y relacionarán todas las etiquetas apropiadas de advertencia.
- ✓ Monitoreo frecuente y visual de los equipos en plataforma para identificar cualquier corrosión, deterioro, fuga de hidrocarburos/fluidos o cambios en las características que podrían indicar una pérdida de la integridad de los equipos.
- ✓ Monitoreo frecuente y visual para confirmar la integridad de todos los tanques, contenedores, válvulas, mangueras y otras instalaciones que almacenen o transporten materiales de perforación, de estimulación hidráulica, fluidos de retorno, agua producida y/o combustibles.
- ✓ Presentar en el PMA específico, con base en la información proveída al MME sobre el riesgo de comunicación entre pozos y de generación de sismicidad desencadenada, las medidas a adoptar para su prevención y manejo.
- ✓ Las especificaciones en cuanto a construcción, integridad, pruebas de inyectividad, diseño de pozo y/o formaciones sujetas a reinyección,

sismicidad, intercomunicación de pozos, entre otras, deberán realizarse con base en la regulación técnica expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

- ✓ Reportar trimestralmente:
  - Composición del fluido de estimulación que fue utilizado para cada una de las etapas de estimulación. Se deberá justificar que la toma de las muestras de la composición de dicho fluido es representativa, es decir que se tomó en los tiempos de mayor representatividad de su composición, de acuerdo con las características particulares del yacimiento.
  - Especificación del tipo de fluido base, propante y aditivos químicos utilizados para cada una de las etapas de estimulación.
  - Porcentaje por masa del fluido total de estimulación de cada uno de los aditivos químicos.
- Medidas adicionales para el manejo de fluido de retorno

Algunas medidas adicionales para el manejo de fluido de retorno deberán incluir:

- ✓ Monitorear y registrar el volumen del fluido de retorno que haya sido generado durante la actividad de exploración.
- ✓ Porcentaje y volumen del fluido de retorno que pudiera ser reutilizado.
- ✓ Descripción del método de reutilización del fluido de retorno (en caso que sea posible).
- ✓ Descripción de las medidas a tomar para minimizar los potenciales impactos ambientales asociados con el manejo del fluido de retorno, incluyendo el uso de superficies impermeables, contención secundaria, tanques y sistemas de tratamiento.
- ✓ Descripción de manejo de residuos derivados del tratamiento del fluido de retorno y/o de la sedimentación en tanques de almacenamiento.
  - Si bien es conocido que la probabilidad de ocurrencia de residuos con contenidos de NORM es baja, se debe asumir que el fluido de retorno presentará este tipo de residuos; de esta forma se debe plantear dentro del plan de manejo y programa de monitoreo cómo se manejarán y dispondrán este tipo de residuos de acuerdo con la normatividad vigente del Ministerio de Minas y Energía.
- ✓ Reportar trimestralmente:
  - Composición fisicoquímica del fluido de retorno posterior a cada etapa de estimulación.
  - Volumen de fluido de retorno generado en cada etapa de estimulación y total para cada pozo o arreglo de pozos.

- Tabla comparativa entre volumen de fluido de estimulación hidráulica inyectado y volumen de fluido de retorno generado para cada etapa de estimulación. Incluir cuanto porcentaje del fluido de estimulación inyectado retorna como fluido de retorno a superficie.
- Tabla comparativa con las diferencias de la composición fisicoquímica entre el fluido de estimulación hidráulica utilizado y el fluido de retorno generado resaltando especies químicas no presentes en el fluido de estimulación que pudieran ser naturalmente ocurrentes en el yacimiento y pudieran estar siendo arrastradas por el mismo.
- Reportar si hay presencia de NORM y en dado caso los niveles detectados.

- Medidas de Socialización

Se deberá realizar un plan de socialización, información y conocimiento tal como se encuentra definido en la sección 5.3.1 de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos, que tenga la información específica de los riesgos ambientales y sociales asociados a la exploración de yacimientos no convencionales, es decir se debe explicar con claridad la actividad de estimulación hidráulica, los aditivos utilizados, el manejo y disposición del fluido de retorno, entre otras particularidades.

Para los propietarios, tenedores, poseedores, arrendatarios, etc. de los predios donde se desarrollen los pozos de exploración se deberá realizar una socialización específica previa al inicio de actividades la cual deberá ser reportada y demostrada en el PMA específico.

- Plan de Contingencias

Para el plan de contingencias se deberán establecer las siguientes medidas adicionales a las planteadas en la sección 11.1.3 de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos:

- ✓ Para cualquier derrame o fuga que impacte o amenace aguas superficiales o subterráneas y para cualquier otro derrame o fuga de fluido de estimulación, fluido de retorno y/o agua producida, que alcance el suelo, el solicitante notificará a la ANLA dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes del evento, y enviará un reporte escrito a la ANLA. El reporte deberá incluir lo establecido en el Capítulo II (Plan Operativo) numeral 2.1

(Mecanismos de Reporte) del Plan Nacional de Contingencia (PNC) Contra Derrames de hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres, adoptado por el Decreto 321 de 1999 o el que lo modifique, adicione o sustituya y adicionalmente, si el suelo, aguas subterráneas o aguas superficiales fueron impactadas:

- Registros de los monitoreos de los parámetros de la Tabla 2 de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos y de la Tabla 3 (este último en caso que se haya presentado una pérdida de fluido de estimulación hidráulica y/o de fluido de retorno o agua de producción)
- ✓ Si durante las operaciones de perforación o de estimulación hidráulica ocurre una pérdida de integridad del pozo o una potencial comunicación entre pozos (abandonados, activos, etc.) con potencial de afectar acuíferos o aguas subterráneas, se deberá informar de manera inmediata a la ANLA por escrito. Todas las operaciones deberán ser suspendidas de manera inmediata y se deberán implementar acciones correctivas previas al reinicio de actividades. Se debe enviar un reporte escrito dentro de los diez (10) días calendario posteriores a la notificación, el cual deberá incluir:
  - Fecha, ubicación, nombre de las instalaciones.
  - Tipo de actividad que se estaba realizando (perforación, estimulación hidráulica, flujo del fluido de retorno, etc.).
  - Tipo de fluido que fue perdido durante la actividad
  - Volumen estimado perdido.
  - Posible o posibles formación(es) geológica(s) impactada(s).
  - Acuíferos potencialmente impactados por la pérdida de integridad.
  - Análisis de causa raíz del derrame.
  - Registros de los monitoreos de los parámetros de la Tabla 2 de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos y la Tabla 3 (este último en caso que se haya presentado una pérdida de fluido de estimulación hidráulica y/o fluido de retorno o agua de producción).
  - La respuesta de atención del derrame con los detalles de cualquier acción correctiva y de remediación realizada.

En caso que por requerimiento del MME o del SGC se suspendan las actividades de estimulación hidráulica por determinarse una correlación positiva entre las operaciones de estimulación hidráulica y/o reinyección, y una sismicidad desencadenada, se deberá informar de manera escrita a la ANLA sobre la suspensión, medidas requeridas por dichas autoridades y las medidas implementadas. Esta información será utilizada por la autoridad ambiental para su evaluación y seguimiento dentro del marco de sus competencias.

- Plan de desmantelamiento y abandono

En el plan de desmantelamiento y abandono se deberán incluir las siguientes medidas:

- ✓ Estudio de radiación de fondo (*background*) en superficie, en las áreas de exploración y de los equipos utilizados durante la exploración.
- ✓ En caso de encontrarse tubería o residuos con contenido NORM que superen los niveles de dispensa establecidos en la Resolución 180005 de 2010 del Ministerio de Minas y Energía o el que la sustituya, adicione o modifique, se deberá aplicar la normatividad vigente del Ministerio de Minas y Energía para su manejo y disposición.

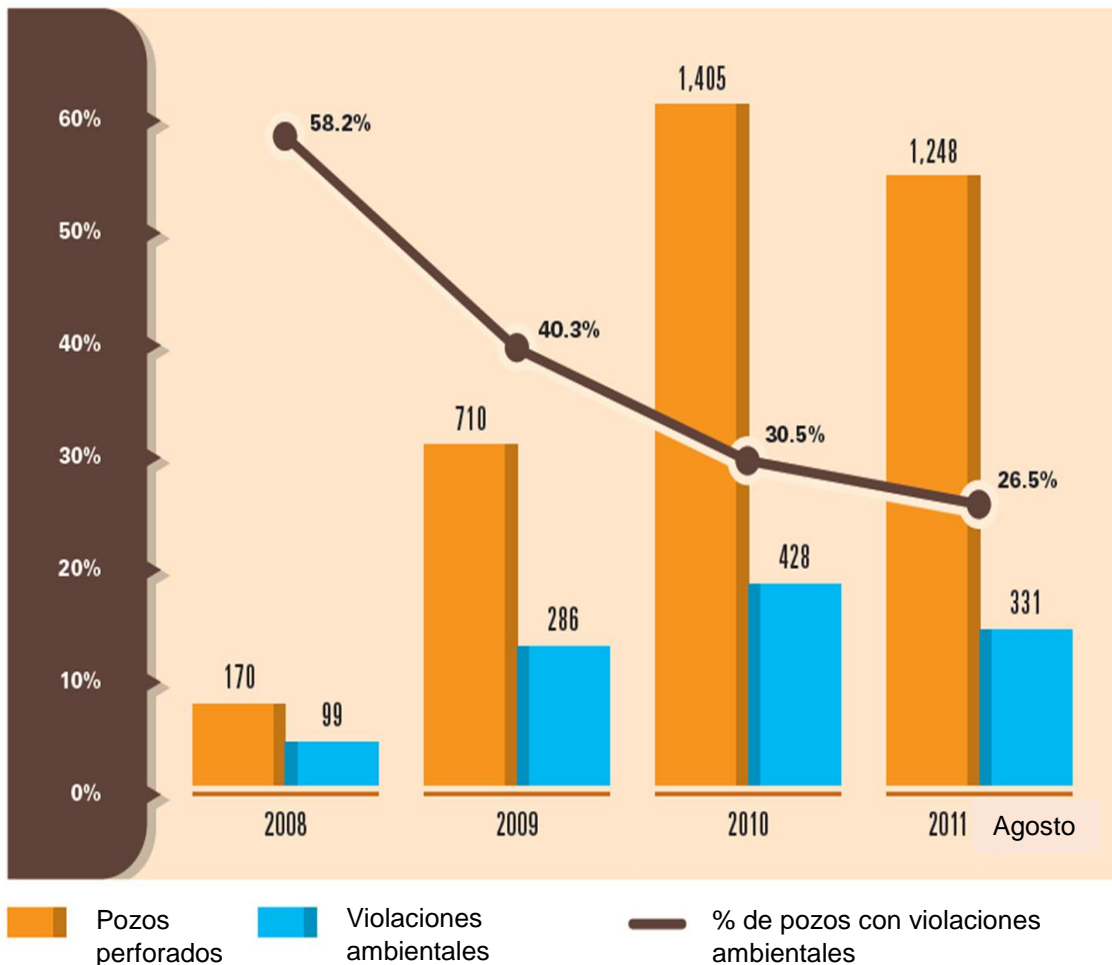
### **3.7. ESTADÍSTICAS DE LA DISMINUCIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES CON LA IMPLEMENTACIÓN DE BUENAS PRÁCTICAS**

- Según informe publicado por la Industria de petróleo y gas natural de Pennsylvania:

La perforación horizontal de un pozo no convencional desde una plataforma multipozos permite la extracción más eficiente de gas natural de un área, lo que reduce significativamente el impacto total de la superficie en un 75 por ciento o más sobre la perforación vertical convencional.

- El registro de violaciones ambientales en Pensilvania muestra que la tasa de violaciones ambientales expresada como un porcentaje de los pozos perforados se redujo con el tiempo. Por ejemplo, en 2008 hubieron 170 pozos perforados y 99 violaciones ambientales, o más del 58% de todos los pozos perforados en ese año incurrieron en alguna violación. En los primeros 8 meses de 2011, hubieron 331 violaciones registradas, o 26,5% de los 1248 pozos perforados durante estos meses. Sobre esta base, la industria de Marcellus ha reducido su incidencia de violaciones ambientales más de la mitad en tres años, un notable indicador de mejora de la industria y la supervisión por parte de los reguladores. Si bien una tasa de 26,5% parece alta, es importante señalar que la mayoría de estas violaciones no son importantes.

**Figura 16. Pozos perforados y violaciones ambientales**



**Fuente:** ENVIRONMENTAL IMPACTS DURING MARCELLUS SHALE DRILLING: CAUSES, IMPACTS, AND REMEDIES. Mayo 15 de 2012.

Aunque es difícil ilustrar de manera concluyente la causalidad entre las acciones regulatorias y la disminución de violaciones ambientales, la historia de las regulaciones en Pennsylvania indica que podría haber una relación.

La agencia regulatoria de Pennsylvania ha hecho cambios regulatorios significativos durante un período de 4 años. Abrió una nueva oficina de campo, contrató personal adicional, e hizo una serie de cambios en las reglas que fueron fuertemente anunciados. Estos hitos regulatorios se resumen en la Tabla 4. Se

espera que esta tendencia continúe a medida que se promulguen requisitos reglamentarios más fuertes, los esfuerzos de aplicación se establezcan bien, y la industria gane una mejor comprensión de la regulación requerida.

**Tabla 4. Decisiones regulatorias e incidentes de violaciones ambientales**

<b>Fecha</b>	<b>Decisiones tomadas por el Departamento de Protección Ambiental de Pennsylvania</b>	<b>Pozos con Violaciones Ambientales</b>
<p><b>2008</b></p> <p>Agosto</p> <p>Diciembre</p>	<p>Se solicita a las empresas identificar el tratamiento y el almacenamiento de las aguas de desecho</p> <p>Se imponen los cargos permitidos para facilitar la contratación de reguladores adicionales</p>	<p><b>58,2%</b></p>
<p><b>2009</b></p> <p>Enero</p> <p>Febrero</p> <p>Abril</p>	<p>Se asocia con la industria para nuevas tecnologías y plantas de tratamiento del agua de desecho</p> <p>Se abre la oficina de Scranton para la supervisión regulatoria del noreste de Marcellus</p>	<p><b>40,3%</b></p>

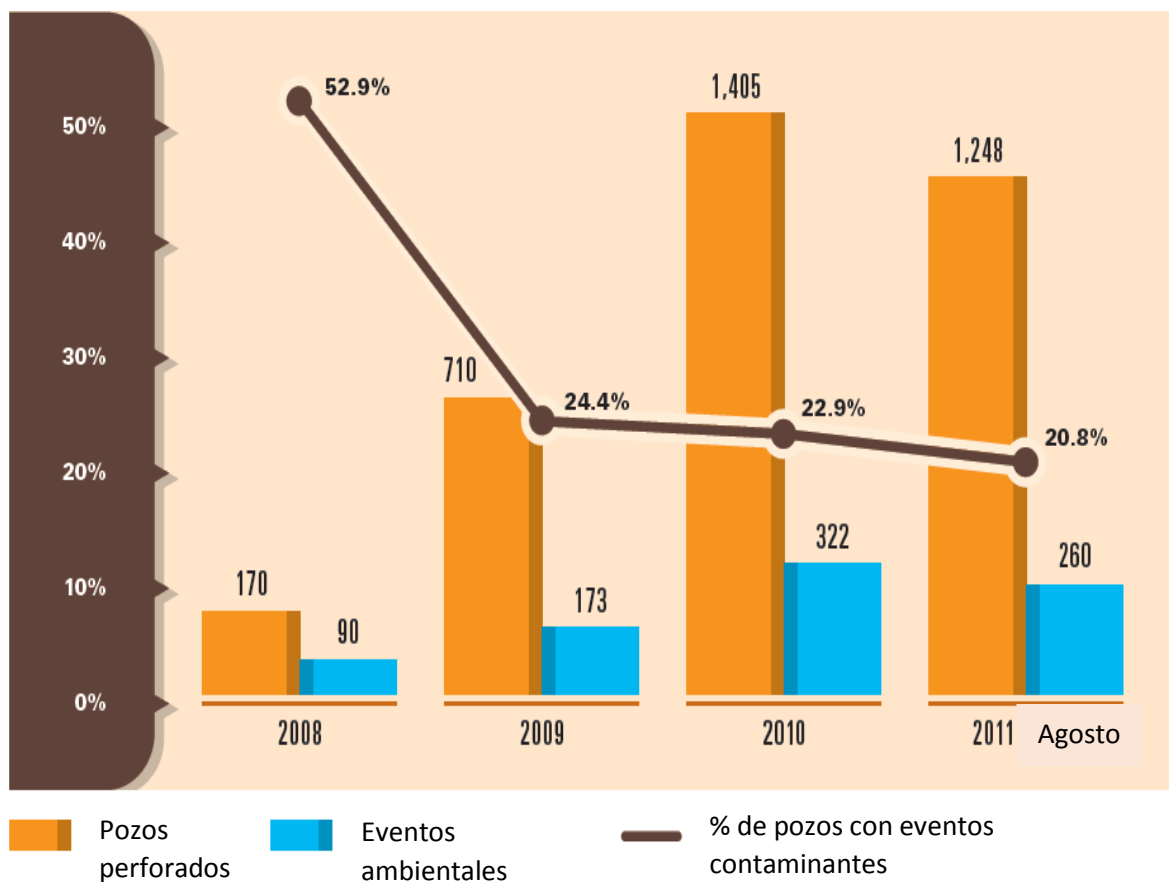
	Se anuncian nuevos estándares para las descargas del agua de desecho con sólidos disueltos	
<b>2010</b>		<b>26,5%</b>
Mayo	Se anuncian nuevas reglas de descargas y estándares de construcción de pozos	
Junio	Se refuerza campaña para asegurar el cumplimiento del transporte en camiones del agua de desecho	
Octubre	“Operación <i>FracNet</i> ”, para el cumplimiento del transporte en vehículos del agua de desecho	

**Fuente:** ENVIRONMENTAL IMPACTS DURING MARCELLUS SHALE DRILLING: CAUSES, IMPACTS, AND REMEDIES. Mayo 15 de 2012.

Aunque la distinción entre violaciones administrativas y otras violaciones es importante, una delineación adicional se necesita porque algunos eventos ambientales generan múltiples violaciones ambientales. Usando una cuenta de violaciones ambientales, por lo tanto, se podría sobreestimar el número de eventos ambientales reales que ocurrieron. En consecuencia, para entender completamente la efectividad de las regulaciones actuales en la mitigación de impactos ambientales en el desarrollo de la lutita de Marcellus y los varios incidentes que acompañan un aviso de violación, se necesita un examen mucho más detallado de estos eventos.

Como las violaciones ambientales, el número de eventos ambientales varían con el número de pozos perforados, como es ilustrado en la Figura 17. La incidencia de estos eventos, sin embargo, disminuyó constantemente durante los 4 años. Por ejemplo, más de la mitad de todos los pozos involucraban algún nivel de contaminación ambiental en 2008, aunque la mayoría de los caso fueron leves, pero esa proporción disminuyó a poco más de un quinto de todos los pozos en 2011.

**Figura 17. Pozos perforados y eventos ambientales contaminantes**



**Fuente:** ENVIRONMENTAL IMPACTS DURING MARCELLUS SHALE DRILLING: CAUSES, IMPACTS, AND REMEDIES. Mayo 15 de 2012.

Estos resultados se basan solamente en el expediente de Marcellus de Pennsylvania y no son necesariamente indicativos de la incidencia de eventos

ambientales contaminantes que se podrían esperar in el futuro en otras jurisdicciones reguladas o que involucren otras empresas de perforación. Sin embargo, la aplicación y el conocimiento de los nuevos requerimientos regulatorios por la comunidad regulada es probable que resulte en una disminución en la incidencia de eventos ambientales contaminantes como se ilustra en la Figura 17. Por otra parte, los impactos ambientales a largo plazo de estos eventos están casi completamente mitigados por las medidas correctivas adoptadas por las empresas.

En los casos de eventos ambientales graves, se dispone de información para determinar qué salió mal, quién fue responsable, y cómo fue remediado el impacto.

## CONCLUSIONES

- El petróleo y gas de lutita, son petróleo y gas natural almacenados en yacimientos no convencionales, y solo pueden ser alcanzados por medio del procedimiento de fracturamiento hidráulico o *fracking*. Mediante esta técnica se inyecta a presión elevada agua enriquecida con diversos aditivos en la roca madre o de almacenamiento. De este modo se producen grietas que aumentan la permeabilidad de la roca y permiten que el gas aflore a la superficie.
- La utilización de nuevas tecnologías (perforación horizontal y fracturamiento hidráulico) son las que hacen económicamente rentable la producción de petróleo y gas de lutita).
- En el debate sobre el fracturamiento hidráulico pueden identificarse actualmente dos posiciones básicamente opuestas. Por un lado está la expectativa de que el petróleo y el gas de lutita podrían favorecer la protección climática y la revolución energética. Además, su extracción contribuiría con bajos costos energéticos y con ello mejoraría la competitividad de la industria. Por el otro lado hay un rechazo al fracking, principalmente porque el empleo de sustancias peligrosas conduciría a riesgos excesivos y no controlables para el medio ambiente.
- Existe la necesidad de efectuar una evaluación diferenciada entre pros y contras de la producción de petróleo y gas de lutita mediante la tecnología del fracturamiento hidráulico, buscando hacerla con una perspectiva general que abarque tanto los aspectos de la política energética como los aspectos de la política ambiental.
- El análisis de los posibles efectos sobre el medio ambiente es la condición para lograr un juicio final sobre los riesgos de la exploración y explotación de petróleo y gas de lutita, y con ello la base para decidir desde el punto de vista de la protección ambiental y de la salud humana si se debe permitir.

- En relación al fracturamiento hidráulico para la explotación de petróleo y gas de lutita, podría decirse que se deben aclarar las graves lagunas de conocimiento actuales, y que podrá ser permitido siendo justificado sobre la base de conocimientos positivos provenientes de proyectos piloto que deberán desarrollarse de manera sistemática, haciéndoles seguimiento y estudio continuo, con el fin de evitar y/o controlar los impactos ambientales, por medio del buen manejo de los procesos y de la suspensión del proyecto en caso de ser estrictamente necesario.

## RECOMENDACIONES

- Se debe realizar un análisis detallado, exhaustivo y accesible públicamente del marco regulatorio acerca de la extracción del petróleo y el gas de lutita, que permita mejorar de manera significativa el marco regulatorio actual en Colombia.
- Se debe realizar en Colombia un marco regulatorio específico sobre el fracturamiento hidráulico, que es el elemento central en la extracción de petróleo y gas de lutita. Dada la compleja naturaleza de los posibles impactos y riesgos para el medio ambiente y la salud humana del fracturamiento hidráulico, debería dársele consideración a desarrollar una nueva Directiva regulando todas las cuestiones sobre este área de una manera exhaustiva.
- La legislación en el marco del agua, debe ser reevaluada con especial atención en las actividades de fracturamiento y sus posibles impactos en el agua de superficie.
- Debe ser evaluado si el uso de productos químicos tóxicos debe, en general, ser prohibido. Por lo menos, todos los productos químicos utilizados deben ser revelados públicamente, el número de productos químicos permitidos debe ser restringido y su uso debe ser monitorizado.
- Las autoridades regionales deben ser reforzadas para tomar decisiones sobre proyectos que impliquen fracturamiento hidráulico. La participación pública debe ser obligatoria para tomar estas decisiones.
- Donde los permisos de proyectos estén concedidos, la monitorización de los cursos de agua superficial y las emisiones a la atmósfera deben ser obligatorios.

- Deben ser recogidas quejas y estadísticas sobre accidentes. Donde los proyectos estén permitidos, una autoridad independiente debe recoger y examinar las quejas presentadas.

## BIBLIOGRAFÍA

ABDALLA, Charles; DROHAN, Joy y SWISTOCK, Bryan. Marcellus Shale Gas Well Drilling: Regulations to Protect Water Supplies in Pennsylvania. Penn State Extension. Penn State College of Agricultural Sciences. Universidad Estatal de Pennsylvania. Pennsylvania, Estados Unidos. Marzo de 2011.

AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE LOS ESTADOS UNIDOS. EPA's Study of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas and Its Potential Impact on Drinking Water Resources. Disponible en Internet: <URL:[www.epa.gov/hfstudy/index.html](http://www.epa.gov/hfstudy/index.html)>.

AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE LOS ESTADOS UNIDOS. Natural Gas STAR Program. Estados Unidos. 2014 Disponible en Internet: <URL:<http://www.epa.gov/gasstar/basic-information/index.html>>.

AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE LOS ESTADOS UNIDOS. Unconventional Extraction in the Oil and Gas Industry. Disponible en Internet: <URL:<http://water.epa.gov/scitech/wastetech/guide/shale.cfm>>.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Estrategia Ambiental. Disponible en Internet: <URL:<http://www.anh.gov.co/Seguridad-comunidades-y-medio-ambiente/Estrategia%20Ambiental/Paginas/default.aspx>>.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Guía Técnica Colombiana de Buenas Prácticas Sociales en el Sector de Hidrocarburos. Sala de Prensa. Disponible en Internet: <URL:<http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Lists/Anuncios/Noticias.aspx?ID=48>>.

ÁLVAREZ LÓPEZ, Blanca Ingrid. Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. México, D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2012.

ANIMAL POLÍTICO. Shale gas. Sí, por las oportunidades. Disponible en Internet: <URL:<http://www.animalpolitico.com/blogueros-neoliberal-neoliberal/2013/09/27/shale-gas-cuales-son-las-oportunidades-para-mexico/>>.

ARAGONAIRE. Ozono y su salud. Disponible en Internet: <URL:[http://www.aragonaire.es/ozone.php?n\\_action=health](http://www.aragonaire.es/ozone.php?n_action=health)>.

ARTHUR, J. Daniel; BOHM, Brian y CORNUE, David. Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development. All Consulting. Conferencia y Exhibición Técnica Anual SPE 2009. Sociedad de Ingenieros de Petróleos SPE. SPE-122931-MS. Nueva Orleans, Louisiana, Estados Unidos. Octubre de 2009.

ARTHUR, J. Daniel; BOHM, Brian K. y COUGHLIN, Bobbi J. Summary of Environmental Issues, Mitigation Strategies, and Regulatory Challenges Associated with Shale Gas Development in the United States and Applicability to Development and Operations in Canada. All Consulting. Conferencia Internacional de Petróleo y Recursos Canadienses No Convencionales (CURIPC). Calgary, Alberta, Canadá. Octubre 20, 2010.

ASAMBLEA CONTRA LA FRACTURA HIDRÁULICA. La extracción de Gas No Convencional y la Fractura Hidráulica Permisos en Burgos. Burgos. Noviembre de 2011.

AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. Términos de Referencia. Disponible en Internet: <URL:<http://www.anla.gov.co/contenido/contenido.aspx?catID=144&conID=7915>>.

BARON PEREIRA, Manuel Ernesto y RINCON SASTOQUE, Cristian Camilo. Evaluación del potencial de la fuente de gas no convencional shale gas para el suministro de gas natural en Colombia. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2011.

BLANCO YBÁNEZ, Alberto Julio y VIVAS HOHL, Julio. Shale Frac: un acercamiento a esta nueva tecnología. En: Petrotecnia. Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Volumen 2|11. Pág. 38 – 53. Abril de 2011.

CAVAZZOLI, Gustavo y RACHID, Raúl. Evaluación y Producción de gas no convencional – Shale GAS. En: Contacto SPE. Publicación de la SPE – Argentine Petroleum Section. Número 33. Pág. 8 – 11. Julio de 2010.

CLEAN WATER ACTION. Fracking: The Process. Disponible en Internet: <URL:<http://cleanwater.org/page/fracking-process>>.

COLBORN, Theo, Ph.D. What You Need To Know About Natural Gas Production. TEDX. Disponible en Internet: <URL:<http://endocrinedisruption.org/chemicals-in-natural-gas-operations/tedx-video>>.

COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE Y AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental. Proyectos de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos. Bogotá, D.C. 2014.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 3004 (26, Diciembre, 2013). Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Bogotá, D.C.: El Ministerio, 2013.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 90341 (27, Marzo, 2014). Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2014. No. 49.106.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 180742 (16, Mayo, 2012). Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y

explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Bogotá, D.C.: El Ministerio, 2012.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 181495 (2, Septiembre, 2009). Por la cual se establecen medidas de exploración y explotación de hidrocarburos. Bogotá, D.C.: El Ministerio, 2013.

CONFEDERACIÓN SINDICAL DE COMISIONES OBRERAS. Impacto Ambiental del Sistema de Fracturación Hidráulica para la Extracción de Gas No Convencional. Secretaría de Medio Ambiente. Madrid, España. Enero de 2012.

CONSEJO ASESOR DEL MEDIO AMBIENTE. Fracking para la obtención de gas de Esquisto. Una contribución a la cuestión energética y la evaluación de las políticas ambientales. Dictamen. Traducción no oficial del alemán para la Unión de Asambleas Ciudadanas: Hilda Muchow-Wehrendt. Alemania. Mayo 2013.

CONSIDINE, Timothy; WATSON, Robert; CONSIDINE, Nicholas y MARTIN, John. Environmental Impacts During Marcellus Shale Gas Drilling: Causes, Impacts, and Remedies. Report 2012 – 1. Instituto de Sociedad y Recursos de Shale. Universidad Estatal de Nueva York en Buffalo. Mayo 15 de 2012.

COUGHLIN, Bobbi Jo y ARTHUR, James Daniel. Cumulative Impacts of Shale-Gas Water Management: Considerations and Challenges. All Consulting. Conferencia de Salud, Seguridad y Ambiente SPE Americas E&P. Sociedad de Ingenieros de Petróleos. SPE-142234-MS. Houston, Texas, Estados Unidos. Marzo de 2011.

ECOLOGISTAS EN ACCIÓN. Shale Gas / Gas de Esquisto / Gas No Convencional. 2011.

ESTRADA, Javier H. Desarrollo del gas lutita (*Shale gas*) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centroamérica. Comisión

Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Naciones Unidas. México, D.F. Octubre de 2013.

ICONTEC. Proyecto de guía técnica colombiana de buenas prácticas sociales en el sector hidrocarburos. Bogotá, D.C. Colombia. 2014.

INDUSTRIA DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL DE PENNSYLVANIA. Oil and Natural Gas in Pennsylvania. An Educational Message from the Pennsylvania Oil and Natural Gas Industry. Adaptado de “Oil and Gas in Texas: A Joint Association Message from the Texas Oil and Gas Industry”. Asociación de Petróleo y Gas de Texas (TXOGA). Pennsylvania. 2010.

INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Hydraulic Fracturing Operations – Well Construction and Integrity Guidelines. API Guidance Document HF1. Octubre de 2009.

INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Air Quality Impacts from Natural Gas Extraction and Combustion. EPRI. Agosto de 2012.

LABORATORIO NACIONAL DE TECNOLOGÍA ENERGÉTICA. Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer. Oficina de energía fósil. Departamento de energía de los Estados Unidos. Abril de 2009.

LABORATORIO NACIONAL DE TECNOLOGÍA ENERGÉTICA. Modern Shale Gas Development in the United States: An Update. Oficina de energía fósil. Departamento de energía de los Estados Unidos. Septiembre de 2013.

LABORATORIO NACIONAL DE TECNOLOGÍA ENERGÉTICA. State Oil and Natural Gas Regulations Designed to Protect Water Resources. Oficina de energía fósil. Departamento de energía de los Estados Unidos. Mayo de 2009.

LECHTENBÖHMER, Stefan; ALTMANN, Matthias; CAPITO, Sofia; MATRA, Zsolt; WEINDRORF, Werner; ZITTEL, Werner y VICARIO, Lorenzo. Impacto del petróleo y gas de pizarra sobre el medio ambiente y la salud humana. Resumen Informe Parlamento Europeo. Departamento de Política Económica y Política Científica. Parlamento Europeo. Bruselas. 2011.

LIGA DE VECINDARIOS FT. WORTH. Recommendations for Policy Changes for Gas Drilling Near Schools. Estados Unidos. Febrero 22 de 2011.

LUSTGARTEN, Abrahm. Natural Gas Drilling: What We Don't Know. ProPublica. Revista de Interés Público. Diciembre 31 de 2009. Disponible en Internet: <URL:<http://www.propublica.org/article/natural-gas-drilling-what-we-dont-know-1231>>.

LYONS SUNSHINE, Wendy. Best Management Practices for Shale Gas Industry – Land, Workers, & Community. Disponible en Internet: <URL:<http://energy.about.com/od/drilling/a/Best-Management-Practices-For-Shale-Gas-Industry-Land-Workers-And-Community.htm>>.

LYONS SUNSHINE, Wendy. Best Management Practices for Shale Gas Industry – Air & Water. Disponible en Internet: <URL:<http://energy.about.com/od/ops/a/Best-Management-Practices-For-Shale-Gas-Industry-Air-And-Water.htm>>.

LYONS SUNSHINE, Wendy. Shale Gas Production Recommendations from SEAB. Disponible en Internet: <URL:<http://energy.about.com/od/drilling/a/Shale-Gas-Production-Recommendations-From-Seab.htm>>.

MARCELLUS COALITION. Natural Gas from the Marcellus Shale. Its Role in Energy Supply and Energy Policy. 2010.

MARCELLUS SHALE COALITION [Online]. Production Processes. Disponible en Internet: <URL:<http://marcelluscoalition.org/marcellus-shale/production-processes>>

MARCELLUS SHALE US. Fuente de información visual de la perforación de gas de lutita en Marcellus. Disponible en Internet: <URL:<http://www.marcellus-shale.us/>>.

McCURDY, Rick. Underground Injection Wells For Produced Water Disposal. Chesapeake Energy Corporation. Oklahoma City, Estados Unidos.

NEWELL, Richard. Shale Gas and the Outlook for U.S. Natural Gas Markets and Global Gas Resources. Estadísticas y Análisis Independientes. Administración de Información de Energética de Estados Unidos. Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OECD). Paris, Francia. Junio 21 de 2011.

OFICINA DE AGUA, AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE LOS ESTADOS UNIDOS. Acta para Asegurar el Suministro de Agua Potable Saludable. Programa de Control de la Inyección Subterránea (UIC). Dedicado a la Protección de la Salud del Público y las Fuentes de Agua Potable. EPA. Washington, D.C. Agosto de 2001.

OFICINA DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DE LA AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE ESTADOS UNIDOS. Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. Washington, D.C. Noviembre de 2011.

OFICINA DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DE LA AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE ESTADOS UNIDOS. Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. Washington, D.C. Diciembre de 2012.

OFICINA DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DE LA AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE ESTADOS UNIDOS. Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. Progress report. Washington, D.C. Enero de 2013.

OFICINA DE RESIDUOS SÓLIDOS, AGENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL DE LOS ESTADOS UNIDOS. Exención de los Residuos de la Exploración y Producción de Petróleo Crudo y Gas Natural de los Reglamentos Federales de Residuos Peligrosos. EPA. Washington, D.C. Diciembre de 2003.

OHIO EPA. Understanding the Basics of Gas Flaring. Fact Sheet. División de Control de Contaminación Ambiental. Noviembre, 2014.

OJEDA ALMONACID, María Luisa. Manual de Buenas Prácticas Ambientales Industria del Petróleo y Gas. En: Desarrollo de Herramientas y Estándares de Calidad Ambiental para la Identificación, Confirmación y Control de Sitios Contaminados: Aplicación Piloto en Región Magallanes, Sector Hidrocarburos. Punta Arenas: Universidad de Magallanes, Chile. 28 de Noviembre de 2012.

PENN STATE EXTENSION. Marcellus Shale Wastewater Issues in Pennsylvania –Current and Emerging Treatment and Disposal Technologies. Escuela de Ciencias Agrícolas. Universidad Estatal de Pennsylvania. Pennsylvania, Estados Unidos. Disponible en Internet: <URL:<http://extension.psu.edu/natural-resources/water/marcellus-shale/waste-water/current-and-emerging-treatment-and-disposal-technologies>>.

PENN STATE EXTENSION. Water's Journey Through the Shale Gas Drilling and Production Processes in the Mid-Atlantic Region. Escuela de Ciencias Agrícolas. Universidad Estatal de Pennsylvania. Pennsylvania, Estados Unidos. Disponible en Internet: <URL:<http://extension.psu.edu/natural-resources/water/marcellus-shale/regulations/waters-journey-through-the-shale-gas-drilling-and-production-processes-in-the-mid-atlantic-region>>.

PWC. Shale oil: the next energy revolution. The long term impact of shale oil on the global energy sector and the economy. PwC UK. PricewaterhouseCoopers LLP. Febrero de 2013.

QIAN, Jialin; WANG, Jianqiu y LI, Shuyuan. World's Oil Shale Available Retorting Technologies And The Forecast Of Shale Oil Production. Escuela de Ingeniería Química, Universidad China del Petróleo. Beijing, China. Actas de la XVIII Conferencia Internacional de Ingeniería de Costa Afuera y Polar. Sociedad Internacional de Ingenieros de Costa Afuera y Polares (ISOPE). Vancouver, B.C., Canadá. Julio de 2008.

SAKMAR, Susan L. Shale Gas Development in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry. Facultad de Derecho. Universidad de San Francisco. Conferencia y Exhibición de Gas No Convencional de Norte América. Sociedad de Ingenieros de Petróleos SPE. SPE-144279-MS. The Woodlands, Texas, Estados Unidos. Junio de 2011.

SALAMUNIC, Luka y DATTAS, Maurice. La Revolución del Shale Gas. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Escuela de Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile. Chile. Mayo 2011.

VELÁSQUEZ, Jorge Alberto. Buenas Prácticas Ambientales y Sociales en la Minería. VP. Desarrollo Sostenible. Minas Paz del Río. Votorantim Siderurgia.

VESGA DUARTE, Jeniffer Sofía. Efectos ambientales del shale gas. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2013.

ZOBACK, Mark; KITASEI, Saya y COPITHORNE, Brad. Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development. Briefing Paper 1. Iniciativa de Gas Natural y Energía Sostenible. Instituto Worldwatch. Washington, D.C. Julio de 2010.