

EFFECTOS AMBIENTALES DEL SHALE GAS

JENIFFER SOFIA VESGA DUARTE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
ESCUELA DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
BUCARAMANGA**

2013

EFFECTOS AMBIENTALES DEL SHALE GAS

JENIFFER SOFIA VESGA DUARTE

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniera
de Petróleos**

Director:

OSCAR VANEGAS ANGARITA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
ESCUELA DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

*Gracias Mamí, Papi, porque nunca perdieron las esperanzas en mí,
porque a pesar de muchos obstáculos siempre estuvieron conmigo,
para ustedes es este logro.*

*Gracias hermanitos por existir, y a pesar de la distancia siempre
están conmigo, los amo.*

*Gracias Cesar, me has enseñado cosas de la vida que no conocía,
gracias por darme alas cuando ya no las tenía.*

*Gracias a todas las demás personas que me ayudaron para que yo
alcanzara este logro, ustedes saben quiénes son, siempre las tendré
en mi corazón, gracias.*

*Y un especial gracias a mi bello Dios, porque sé que fue él quien más
me ayudó.*

AGRADECIMIENTOS

*Al director OSCAR VANEGAS ANGARITA por darme la
oportunidad y confianza de realizar este proyecto.*

*A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER por
brindarme la formación profesional.*

*A mi familia, amigos y compañeros, y a todas aquellas personas que
aportaron para el desarrollo de este proyecto.*

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. ASPECTOS GENERALES DEL SHALE GAS	17
1.1 FUNDAMENTOS DEL SHALE GAS	17
1.2 PROCESO GENERAL DE PRODUCCIÓN DEL SHALE GAS	19
1.2.1 Sitio de Preparación y Construcción	20
1.2.2 Exploración	20
1.2.3 Perforación	21
1.2.4 Revestimiento del pozo	21
1.2.5 Fracturamiento Hidráulico	22
1.2.6 Restauración del sitio	23
1.2.7 Administración del agua	23
1.3 PERFORACIÓN HORIZONTAL	24
1.4 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	24
1.4.1 Descripción General del Proceso	25
1.4.2 Equipamiento Común en el Fracturamiento Hidráulico	29
1.5 IMPACTOS ASOCIADOS A LA FRACTURA HIDRÁULICA	30
2. RIESGOS POTENCIALES DE CONTAMINACIÓN	33
2.1 TIPOS DE RIESGOS POTENCIALES DE CONTAMINACIÓN	35
2.1.1 Impacto Potencial en los recursos de agua potable	36
2.1.2 Impacto Potencial en la Atmósfera	50
2.1.3 Riesgo Químico	52
2.1.4 Otros impactos	53
2.2 EVALUACIÓN DE LOS POSIBLES ESCENARIOS DE CONTAMINACIÓN DURANTE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	55
2.3 INCIDENTES AMBIENTALES	61

2.4 PREOCUPACIONES DE LA COMUNIDAD POR LOS EFECTOS NEGATIVOS DEL SHALE GAS	70
2.5 IMPACTOS NEGATIVOS SOBRE LA COMUNIDAD	73
2.5.1 Tráfico de Camiones	73
2.5.2 Preocupación por la Contaminación del Aire	74
2.5.3 Preocupación por la Contaminación del Agua	78
3. LEYES AMBIENTALES ACTUALES QUE GOBIERNAN EL DESARROLLO DEL SHALE GAS EN LOS E.E.U.U.	87
3.1 REGULACIÓN FEDERAL	88
3.1.1 La ley de Agua Limpia CWA	89
3.1.2 La ley de Agua Potable Segura SDWA (Safe Drinking Water Act)	92
3.1.3 Ley de Responsabilidad de Fracturamiento y Conciencia de los Químicos o ley FRAC	96
3.1.4 La Ley de Contaminación por Hidrocarburos de 1990-OPA. Control de Prevención de Derrames y Contramedidas	96
3.1.5 Ley del Aire Limpio CAA	98
3.1.6 Ley de Recuperación y Conservación de Recursos (RCRA)	99
3.1.7 Ley de Especies en Peligro ESA	101
3.2 REGULACIÓN ESTATAL	101
3.3 OTRAS LEYES FEDERALES Y REQUISITOS QUE PROTEGEN EL MEDIO AMBIENTE	105
3.3.1 Ley de Responsabilidad, Compensación, y Respuesta Ambiental Integral CERCLA	105
3.3.2 Ley de Plan de Emergencia y Conocimiento por la comunidad EPCRA	106
3.3.3 Ley de Seguridad y Salud Ocupacional OSHA	106
3.4 PROCESO DE DESARROLLO DEL SHALE GAS Y LA PROTECCIÓN DEL AGUA	108
3.4.1 Permiso	108
3.4.2 Construcción del Pozo	108
3.4.3 Cierre y abandono de los pozos	116

4. CONCLUSIONES	118
5. RECOMENDACIONES	121
BIBLIOGRAFÍA	123

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Afloramiento de roca tipo shale gas. “Evaluación y producción de gas no convencional-shale gas”	18
Figura 2. Esquema general de las etapas llevadas a cabo para el desarrollo del gas natural.	19
Figura 3. Diseño general de revestimiento de un pozo del Shale de Marcellus.	22
Figura 4. Cuatro Plataforma multipozos. “Evaluación y producción de gas no convencional-shale gas”	25
Figura 5. Proceso general del fracturamiento hidráulico.	27
Figura 6. Esquema general del proceso de inyección del fluido de fracturamiento	30
Figura 7. Impacto Potencial en los recursos de agua potable	37
Figura 8. Construcción de una Piscina para Almacenamiento de Aguas de Desecho Localizado en el Shale de Marcellus	45
Figura 9. Diagrama de flujo generalizado para los procesos de tratamiento de plantas públicas.	47
Figura 10. Otros impactos	54
Figura 11. Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a daño en la cementación del pozo por sobrepresión.	56
Figura 12. Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por el fracturamiento hidráulico.	57
Figura 13. Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por el fracturamiento hidráulico que interceptan un yacimiento convencional de aceite/gas	58

Figura 14. Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por el fracturamiento hidráulico que interceptan fallas selladas o inactivas.	59
Figura 15. Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por el fracturamiento hidráulico, las cuales interceptan otros pozos convencionales de aceite/gas deteriorados y comunican después al acuífero.	60
Figura 16. Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por el fracturamiento hidráulico, las cuales interceptan otros pozos convencionales de aceite/gas que son inapropiadamente cerrados que comprometen el casing y comunica después al acuífero.	61
Figura 17. Interior de la casa que explotó en Bainbridge, Ohio.	63
Figura 18. Sitio de Operación de shale gas en Dimock, Pennsylvania	65
Figura 19. Esta imagen muestra una de las vacas muertas cerca a los sitios de operación	66
Figura 20. Organización Gas Drilling Awareness Coalition durante el recorrido en el condado de Susquehanna	71
Figura. 21a) Imagen del Dr. Tjiunta en su consultorio. 21b) Imagen con el Dr. Rodríguez cerca de un pad en Pennsylvania.	72
Figura 22. Daño de la carretera en Pennsylvania.	73
Figura 23. Brine sobre las carreteras.	74
Figura. 24a) Foto de Frank con la cámara Infrarroja. 24b) Foto mostrando los gases emitidos a la atmósfera que a simple viste no pueden ser notados.	77
Figura 25. Esta imagen muestra una de las viviendas que han tenido que dejar de utilizar su pozo de agua potable	79
Figura 26. Esta imagen muestra la línea de ventilación para dejar escapar el gas metano del pozo de agua potable	80
Figura 27. La familia Manning contando su experiencia de cómo perdieron su agua potable subterránea.	81

Figura 28. Pozo de agua subterráneo de la familia Manning sellado después de la explosión	82
Figura 29. Estas imágenes muestran la erupción del pozo de agua de la familia Manning, Franklin.	83
Figura 30. Eliminación de Fluidos de desecho (Brine), en un pozo clase II.	93
Figura 31. Esquema general de las regulación Federal y Estatal del Shale Gas.	107
Figura 32. Diagrama general de la construcción de un pozo horizontal.	109

RESUMEN

TÍTULO: EFECTOS AMBIENTALES DEL SHALE GAS^{*}

AUTOR: JENIFFER SOFIA VESGA DUARTE^{**}

PALABRAS CLAVES: Shale gas, fracturamiento hidráulico, impactos ambientales, legislación.

DESCRIPCIÓN

Mientras Colombia se encuentra dando sus primeros pasos en la extracción del shale gas, Estados Unidos ha progresado en el desarrollo de las técnicas de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico durante estos últimos años, alcanzando un impacto económico muy positivo en la industria Petroquímica y energética, así como una gran experiencia en la extracción de este recurso no convencional. Sin embargo, con el rápido crecimiento de Estados Unidos en el desarrollo del shale gas, las preocupaciones sobre los riesgos ambientales alrededor de estas técnicas por parte de los ciudadanos y grupos ambientalistas se han incrementado en especial en su impacto sobre el agua potable y la contaminación del aire.

Es por eso que este proyecto pretende investigar sobre la legislación y los impactos ambientales generados por las operaciones del shale gas en los Estados Unidos, y a través de una revisión bibliográfica de las leyes y reglamentaciones existentes, así como los problemas potenciales de contaminación ambiental que han sido denunciados por la comunidad. Además de la revisión bibliográfica, a este proyecto se anexa un video con los relatos tomados de personas que se han considerado así mismas como afectadas de alguna manera por estas prácticas en el shale de Marcellus, Pennsylvania. Zona con inmensas reservas de este recurso energético no convencional donde la comunidad se ha organizado para pedir al gobierno se revisen casos de contaminación y si estos están relacionados con la industria del Shale gas.

^{*} Proyecto de grado

^{**} Facultad de Ingeniería de Petróleos. Escuela de Ingenierías Físicoquímicas. Director: Oscar Vanegas Angarita

ABSTRACT

TITLE: ENVIRONMENTAL EFFECTS OF SHALE GAS^{*}

AUTHOR: JENIFFER SOFIA VESGA DUARTE^{**}

KEYWORDS: Shale gas, hydraulic fracturing, environmental impacts, act

DESCRIPTION

While Colombia is taking its first steps in the extraction of shale gas, the U.S. has made progress in the development of horizontal drilling and hydraulic fracturing in recent years, reaching a very positive economic impact on the energy and petrochemical industry as well as a great experience in the extraction of this unconventional resource. However, with the rapid growth of U.S. shale gas development, concerns about environmental risks around these techniques by citizens and environmental groups have increased particularly in its impact on drinking water and pollution air.

That's why this project aims to investigate on legislation and environmental impacts caused by shale gas operations in the United States, and through a literature review of existing laws and regulations, as well as potential environmental pollution problems that have been reported by the community. In addition to the literature review, this project is attached a video taken with the stories of people who have considered themselves as affected somehow by these practices in the Marcellus shale, Pennsylvania. Area with vast reserves of this unconventional energy resource where the community is organized to petition the government for pollution cases are reviewed and if these are related to the shale gas industry.

^{*} Degree project

^{**} Petroleum Engineering Faculty. Physicochemical Engineering School. Directed by Oscar Vanegas Angarita

INTRODUCCIÓN

El shale gas es uno de los recursos no convencionales más importantes y prometedores para el futuro energético del mundo. Debido a esto, Colombia está dando sus primeros pasos en la exploración del shale gas, creando así la necesidad de conocer los riesgos ambientales de su explotación a través de la técnica de fracturamiento hidráulico. Se ha escogido el caso norteamericano porque allí fueron los pioneros en su desarrollo y a través del tiempo se han visto los impactos ambientales, sobre todo en la contaminación de las aguas subterráneas, afectando principalmente la población rural. Esta tesis pretende destacar los riesgos ambientales, en especial sobre la contaminación de aguas subterráneas potables. Igualmente, se busca identificar cómo las autoridades ambientales de Estados Unidos y la industria petrolera en general está enfrentando este desafío, con el fin de generar una discusión al respecto en nuestro país, y aportar un documento de consulta a las autoridades ambientales y a los legisladores, para que se implemente una reglamentación que impida o mitigue los posibles impactos ambientales en el territorio colombiano.

En Francia y en algunos Estados de EU está prohibida la explotación del shale gas, pero la idea no es prohibir su explotación en Colombia, sino contribuir con ideas y pautas que le apunten a un desarrollo sostenible con el medio ambiente; sobre todo minimizando el impacto sobre los recursos de aguas subterráneas. Para finalizar lo anterior, se analizará en detalle el estudio que está llevando a cabo la EPA (Environmental Protection Agency -por sus siglas en inglés), la cual será la base para determinar las regulaciones futuras en la explotación del shale gas en los Estados Unidos. Dichas regulaciones serán adoptadas por varios países y muy seguramente será el modelo usado en la legislación Colombiana, de ahí la importancia de revisar y analizar este estudio. Además, se revisarán otros estudios adelantados por entidades no gubernamentales; así como la información

tomada de primera mano, mediante entrevistas a las comunidades afectadas y a grupos ambientalistas estadounidenses.

1. ASPECTOS GENERALES DEL SHALE GAS

1.1 FUNDAMENTOS DEL SHALE GAS

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

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 shale gas es más costoso debido a su baja porosidad y casi nula permeabilidad.

El shale o pizarra 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 planas 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 del shale, o ser adsorbido en la superficie de los componentes orgánicos¹.

El shale gas es producido únicamente bajo determinadas condiciones, aquellos shales que posean la combinación correcta en contenido orgánico, madurez de la roca, permeabilidad, porosidad, saturación de gas y fracturamiento de la formación, serán proyectos viables económicamente para la producción de gas. La experiencia en múltiples cuencas de gas de lutita de los Estados Unidos ha demostrado que los yacimientos de este tipo deben satisfacer o exceder ciertos parámetros para ser comercialmente viables (Figura1)².

Figura 1. Afloramiento de roca tipo shale gas. “Evaluación y producción de gas no convencional-shale gas”

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

Fuente: Gustavo Cavazzoli, Raúl Rachid, 2010.

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

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

² Ibid.

la corteza terrestre. Por lo tanto, es necesario utilizar la perforación horizontal o dirigida y el fracturamiento hidráulico³.

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

1.2 PROCESO GENERAL DE PRODUCCIÓN DEL SHALE GAS

El proceso general de producción del shale gas se lleva a cabo en diferentes etapas, las cuales se muestran a continuación en la figura 2.

Figura 2. Esquema general de las etapas llevadas a cabo para el desarrollo del gas natural.



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

³ BLANCO, A., VIVAS, J. "Shale Frac, un acercamiento a esta nueva tecnología", 2011

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 hidrocarburos⁴. El contrato de arrendamiento generalmente incluye 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 mineral / 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 del shale, 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

⁴ Disponible en: <http://marcelluscoalition.org/marcellus-shale/production-processes/>. Fecha de consulta: Febrero de 2013

geófonos son los encargados de traducir las vibraciones recibidas desde el suelo en señales eléctricas para luego ser transmitidas hacia los camiones de sísmica⁵, 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 el shale puede producir cantidades económicamente recuperables.

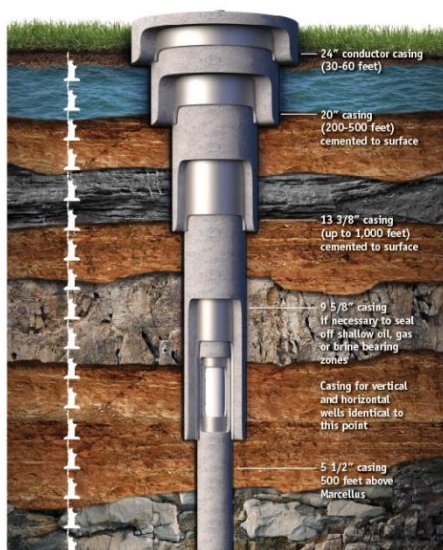
1.2.3 Perforación. El proceso de perforación se enfoca primero en llegar y proteger zonas acuíferas bajo la tierra. Cuando se ha completado la perforación con una pequeña cantidad de agentes lubricantes hasta la zona de aguas subterráneas, se prosigue a revestir y cementar herméticamente para formar la barrera entre el pozo y la tierra. Después de perforar verticalmente hasta una profundidad un poco por encima de la formación de Shale, la broca puede entonces iniciar su cambio de dirección para entrar dentro del shale 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. En el Shale de Marcellus los pozos suelen tardar entre 15 y 30 días la perforación, operando todo el día⁶.

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. En la figura 4 se muestra un diseño general del revestimiento para un pozo del Shale Marcellus.

⁵Ibid

⁶Ibid

Figura 3. Diseño general de revestimiento de un pozo del Shale de Marcellus.



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

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 exenta de inconvenientes a corto plazo. Por ello algunos miembros de estas compañías se comprometen a trabajar con los municipios y el

Departamento de Transporte para desarrollar planes de gestión vial que aseguren la reparación oportuna y la seguridad de los automovilistas sobre las carreteras.⁷

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 shale gas 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 estatales y federales. En la cuenca de los Apalaches este fluido de retorno es casi totalmente reciclado y reutilizado para fracturar pozos adicionales. Cierta porcentage de ese flujo es inyectado subterráneamente bajo las regulaciones de la EPA.⁸

⁷Ibid

⁸Ibid

1.3 PERFORACIÓN HORIZONTAL

La perforación horizontal permite agotar más los recursos de shale gas en una zona geográfica mayor que en 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 de aproximadamente 4.000 veces mayor que la drenada por un pozo vertical⁹.

1.4 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. Desde 1998, Estados Unidos ha visto un aumento en la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico como resultado del desarrollo del shale Barnett en Texas.¹⁰

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 gas al pozo.¹¹

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 los esquistos 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 variar¹². Esto

⁹ J. Daniel, B. Bohm, D. Cornue, "Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development", SPE, 2009

¹⁰ State and Federal Regulation of Hydraulic Fracturing: A Comparative Analysis

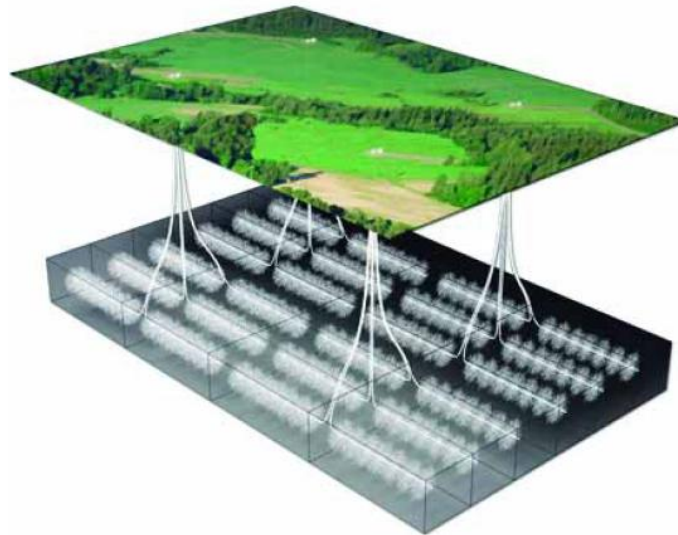
¹¹ S.L. Sakmar, Esq., University of San Francisco (2011) Shale Gas Developments in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry, SPE

¹² Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development

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 4.

Figura 4. CuatroPlataforma multipozos. “Evaluación y producción de gas no convencional-shale gas”



Fuente: Gustavo Cavazzoli, Raúl Rachid, 2010.

1.4.1 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 del 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 estado¹³. A

¹³Ibid

continuación se muestra un gráfico (figura 5) general de las diferentes etapas llevadas a cabo para el desarrollo del gas natural.

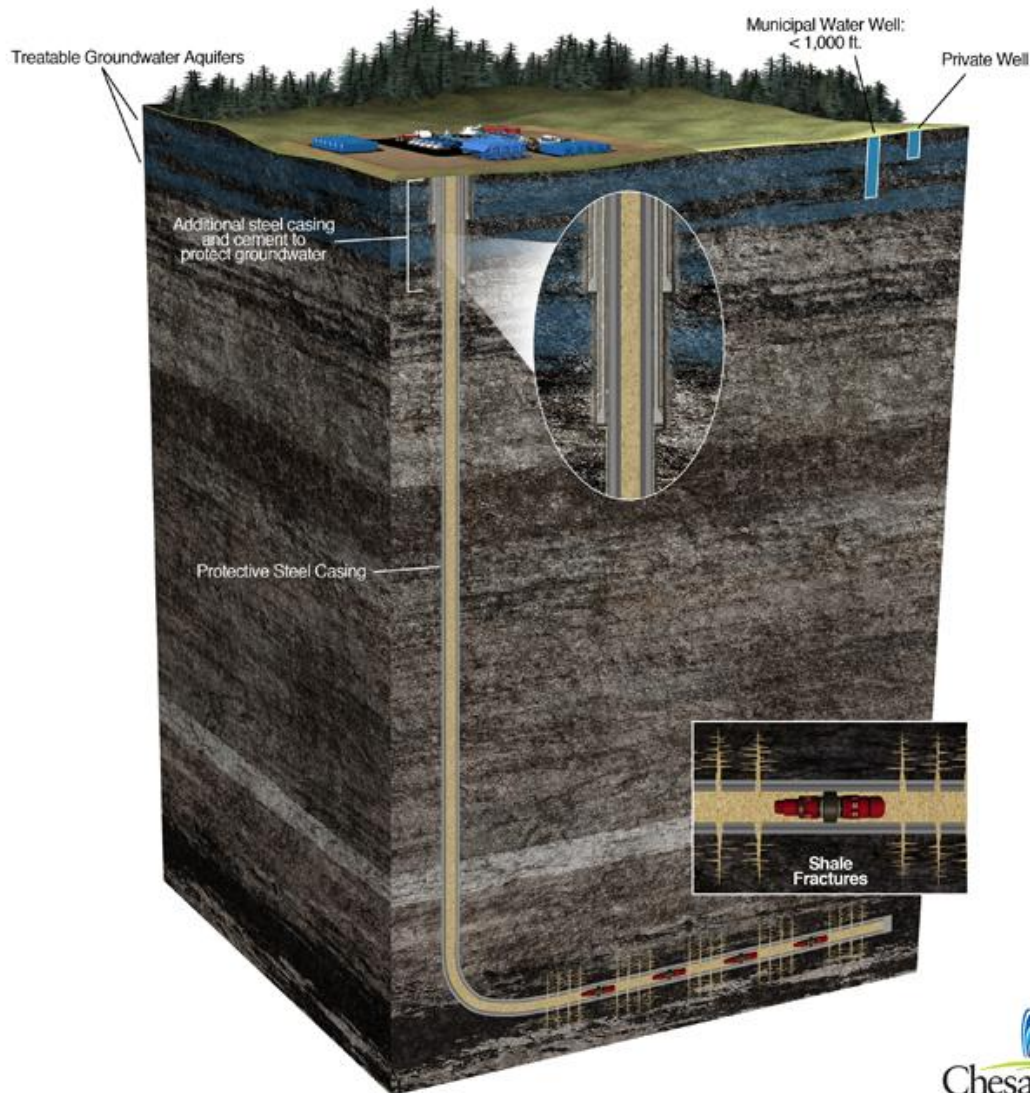
Luego de probar que todos los equipos se encuentran en buenas condiciones, se realiza la perforación vertical atravesando capas de rocas y acuíferos, desde la plataforma en la superficie hacia donde se encuentra la capa de shale. Antes de llegar a la capa de shale comienza la perforación horizontal para poder penetrar en el estrato de interés. Como las distancias horizontales son muy largas, el proceso de fractura hidráulica 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 fractura hidráulica 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 (figura 5).¹⁴

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

¹⁴ Extracción de gas no convencional y la fractura hidráulica en Burgos, 2012

Figura 5. Proceso general del fracturamiento hidráulico.



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

Con la fractura hidráulica 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 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 shale gas 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 superficiales como ríos y lagos, pero también pueden provenir de las aguas subterráneas y aguas producidas reutilizadas.¹⁵

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.¹⁶

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

¹⁵ Cumulative Impacts of Shale-Gas Water Management: Considerations and Challenges

¹⁶ Extracción de gas no convencional y la fractura hidráulica en Burgos, 2012

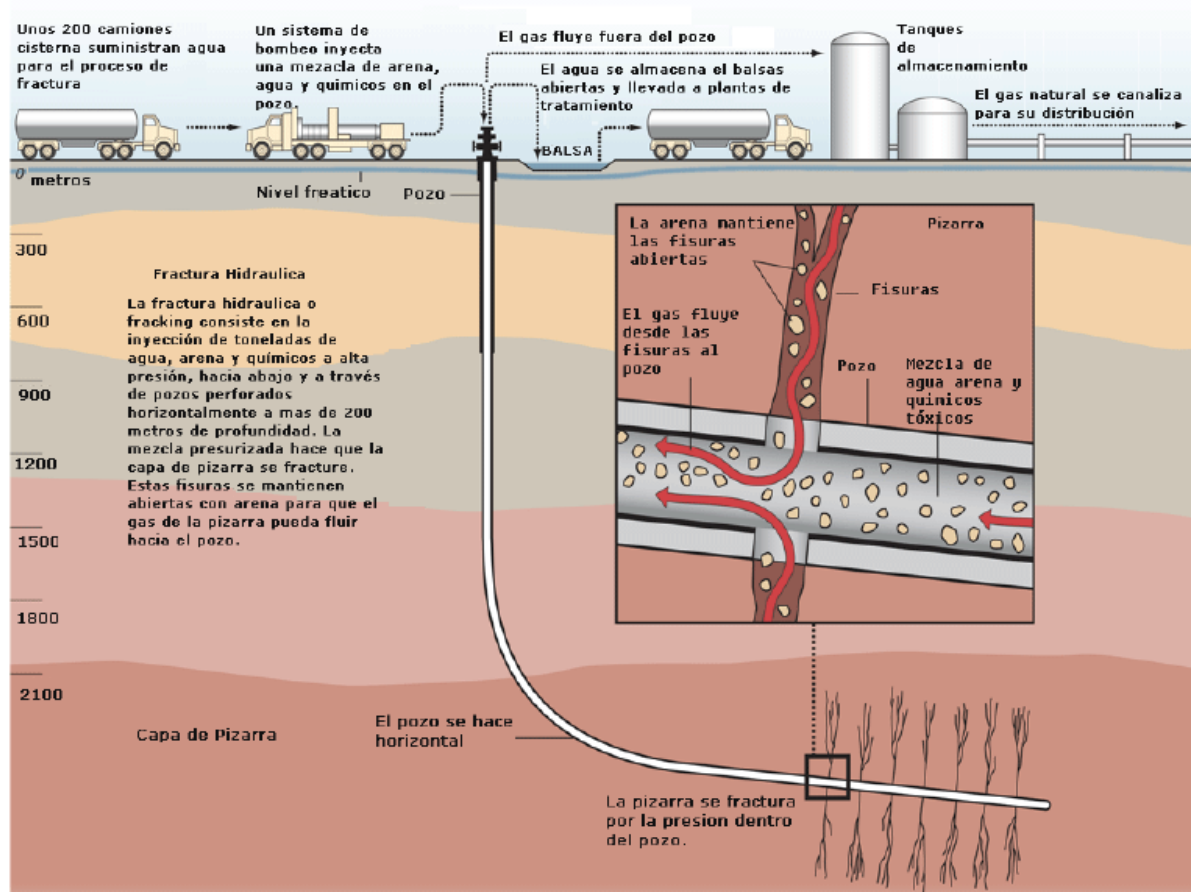
hacia la superficie o hacia los acuíferos. El fluido es altamente tóxico y sigue emergiendo en cantidades menores durante un período prolongado.¹⁷

1.4.2 Equipamiento Común en el Fracturamiento Hidráulico. Las operaciones de fracturamiento hidráulico requieren el uso de una variedad de equipos, entre ellos:

- **Mezclador o Blender:** en 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.

¹⁷ Ibid

Figura 6. Esquema general del proceso de inyección del fluido de fracturamiento



Fuente: Extracción de gas no convencional y la fractura hidráulica en Burgos, 2012

1.5 IMPACTOS ASOCIADOS A LA FRACTURA HIDRÁULICA

Hoy en día EEUU es el líder de la industria en términos de desarrollo de shale gas, el éxito de este 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 de la fractura hidráulica 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 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 shale gas 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 del shale gas, debido a que el impacto ambiental que se ha ocasionado en Estados Unidos, por estas operaciones, es inmenso e irreparable, y las actividades y normatividades ambientales no han sido reglamentadas aún. 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(Observatorio Petrolero Sur (2012) Yacimientos no Convencionales en Argentina).

En Estados Unidos o EUA se han presentado numerosas denuncias debido a la contaminación del medio ambiente durante todo el ciclo de la explotación y extracción del shale gas. 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 EUA es la agencia de protección ambiental EPA (por sus siglas en ingles), 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 shale gas.

2. RIESGOS POTENCIALES DE CONTAMINACIÓN

El desarrollo de shale gas en los Estados Unidos 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 de shale gas como Barnett, Marcellus, Fayetteville y Haynesville, 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 de shale gas, también existe oposición a las tecnologías usadas para producir shale gas. Esta oposición se ha intensificado a medida que en la industria del petróleo y el gas se aplica el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal de pozos en más partes del país.

Cuando la Exxon Mobil compró a la compañía XTO Energy en Junio de 2010 convirtiéndose en una de las principales compañías productoras de Shale gas en los EUA, causó en los ambientalistas y en algunos legisladores una intensa preocupación debido a que aumentaría el uso de fracturamiento hidráulico o FH como puede ser nombrado de aquí en adelante, la perforación horizontal y con ello la contaminación del agua potable. 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 rocas de shale. Según Chesapeake Energy Corp una de las compañías perforadoras más importantes en el área del Shale de Marcellus, el agua es el elemento esencial para llevar a cabo un fracturamiento hidráulico y que 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 shale gas, concluyendo así que el recurso del agua no se encuentre en riesgo.¹⁸

Sin embargo, la combinación de las tecnologías de fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal son la clave para desbloquear las vastas reservas de Shale gas en Norte América. Esto implica que para lograr el éxito en el desarrollo de los plays no solo se debe tener en cuenta las tecnologías para extraer el recurso sino que además debe 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 de 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 el shale contiene algunas zonas de agua y es propenso a daños durante la perforación con lodo, algunos pozos del shale de Marcellus 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

¹⁸ Shale Gas Developments in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry

manejados que los residuos húmedos, pero esta está limitada a formaciones de menor presión, tales como las del Shale de Marcellus¹⁹.

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

2.1 TIPOS DE RIESGOS POTENCIALES DE CONTAMINACIÓN

Ha habido numerosas denuncias de que la fracturación hidráulica 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 la tecnología de fracturación hidráulica consume enormes cantidades de agua generando muchos inconvenientes relacionados con el medio ambiente poniendo en riesgo el suministro de agua de toda la nación. Además exigen una investigación y regulación federal frente a este hecho que proporcione un mínimo piso legal de protección del agua potable en el país y principalmente en los Estados donde se está llevando a cabo la perforación y producción del shale gas, puesto que hasta ahora no existe ninguna regulación para el fracturamiento hidráulico.

¹⁹ Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development

En respuesta a la preocupación pública, el Congreso de EUA ordenó a la Agencia de Protección Ambiental (Environmental Protection Agency) o EPA por sus siglas en inglés) para que llevara a cabo una investigación científica y examinara la relación entre el fracturamiento hidráulico y los recursos de agua potable.²⁰

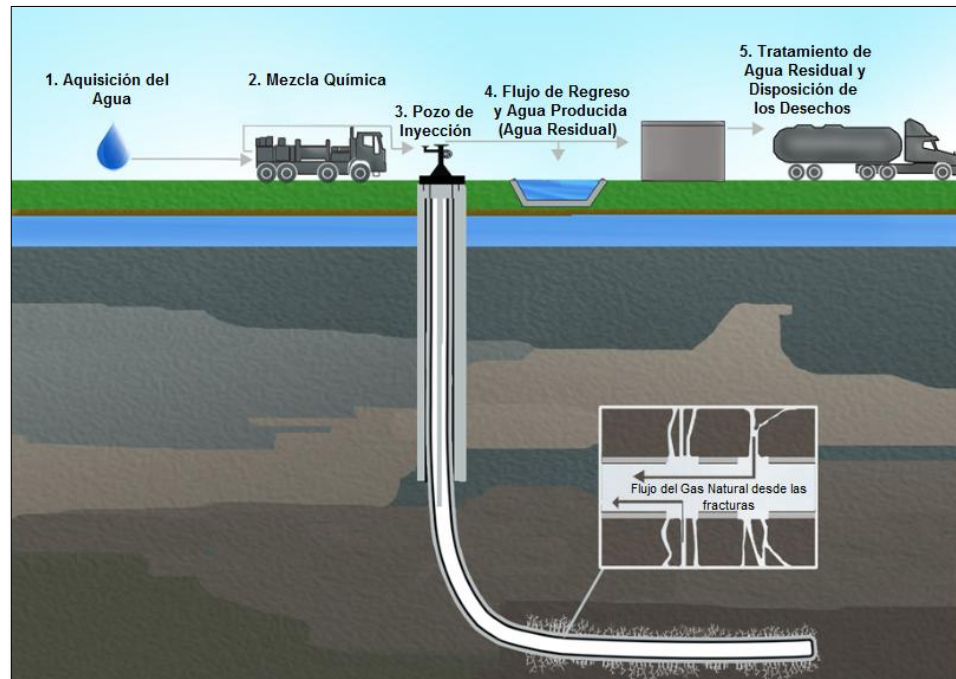
2.1.1 Impacto Potencial en los recursos de agua potable. La EPA en la publicación de su último reporte en diciembre de 2012 sobre el avance del estudio de los impactos potenciales en los recursos de agua potable, especifica no hacer aún conclusiones sobre los impactos del fracturamiento hidráulico, porque estos se darán solo en el estudio final en el 2014. Además dejan 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 gas natural desempeña 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.

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 7.²¹

²⁰ Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA 2011

²¹ Disponible en: www.epa.gov/hfstudy/index.html

Figura 7. Impacto Potencial en los recursos de agua potable



Modificado de: "www.epa.gov/hfstudy/index.html"

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 FH, la EPA investiga el cambio en la cantidad de agua disponible para beber, así como la calidad del agua potable.
- **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 FH en superficies o zonas vecinas (o cercanas a cuerpos de aguas potables) durante este procedimiento.

- **Etapa 3, Inyección en el pozo:** El fluido de FH 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 FH a las aguas subterráneas debido a la inadecuada construcción del pozo así como la inadecuada operación, movimiento de los fluidos de FH 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 FH 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 FH 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 FH. 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 FH 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 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 por la EPA, las comunidades locales, ambientalistas y otras entidades, no dejan de expresar y denunciar las posibles contaminaciones de las operaciones de Shale gas, 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 con el shale gas 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 públicos 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.²²

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 agua²³. 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 shale de gas, como el de Marcellus, 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, como el Shale de Barnett alrededor de la Ciudad de Fort Worth (Dallas), 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 agua²⁴.

²² Disponible en: <http://water.epa.gov/scitech/wastetech/guide/shale.cfm>. Fecha de consulta: Marzo de 2013

²³ Cumulative Impacts of Shale-Gas Water Management: Considerations and Challenges

²⁴ Ibid

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.²⁵

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. 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.

²⁵ Ibid

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 shale gas, 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 sistema²⁶.

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.

2.1.1.1 Opciones para la deposición del agua de desecho: Los operadores de shale gas manejan el agua producida a través de: inyección subterránea, tratamiento, reciclaje y descarga.

- **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

²⁶ Ibid

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 especial el caso del pozo de inyección de residuos de la compañía Hammermill Paper Company en Erie, Pennsylvania, el cual sufrió una falla en el casing y el residuo inyectado escapó dentro de la tierra y entró al lago Erie. Aunque nunca se comprobó, un líquido negro se encontró fluyendo de un pozo de petróleo abandonado aproximadamente a cinco millas del pozo de residuos de Hammermill, el cual se cree que es el mismo licor de pulpa proveniente de este último pozo.

En respuesta a este y otros casos, el Congreso de EUA aprobó la Ley de Agua Potable Segura (Safe Drinking Water Act, USDW 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 los USDW. 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 territorios²⁷. 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.

²⁷ Underground Injection Wells for Produced Water Disposal, Chesapeake Energy Corporation

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.²⁸

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, SWD).

En muchas regiones de los EE.UU., 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 shale de gas, como el de Marcellus, donde las limitaciones geológicas evitan la inyección subterránea profunda(ALL y GWPC 2009).

- **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 8). Las piscinas tienen un estándar dentro de la industria petrolera pero no es apropiado en todos lados.

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) por sus siglas en ingles.

²⁸ Ibid

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 depósitos²⁹.

Figura 8. Construcción de una Piscina para Almacenamiento de Aguas de Desecho Localizado en el Shale de Marcellus



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

- **Tratamiento del Agua:**

El manejo del flujo de retorno y el agua producida, es generalmente la inyección 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 TDS (Total Dissolved Solids) por sus siglas en inglés. El TDS es una medida del contenido de la materia disuelta en

²⁹ 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

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) recogerá³⁰.

En el 2010 en Pennsylvania se crearon nuevas regulaciones para las descargas de aguas producidas en las operaciones de shale gas 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.³¹

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 públicas consta de cuatro etapas: primaria, secundaria, terciaria y tratamiento avanzado.

Proceso de Tratamiento en Plantas Públicas

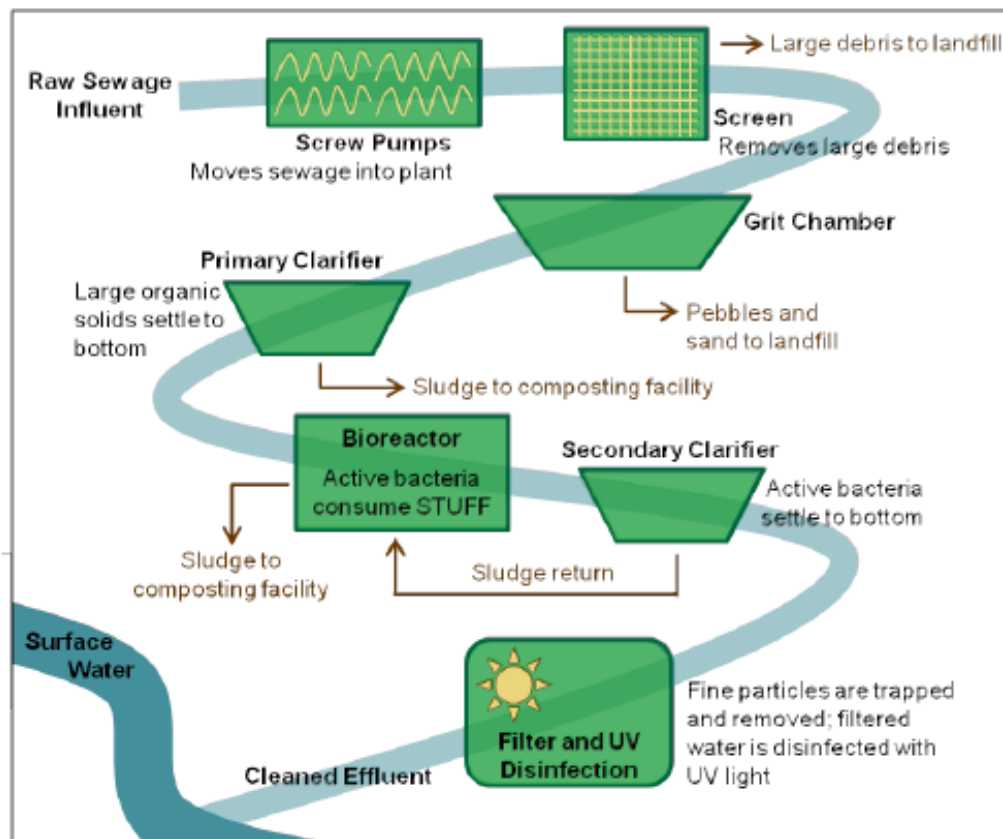
El tratamiento primario elimina sólidos grandes y otros constituyentes del agua residual que se precipitan o flotan. Estos procesos incluyen tamices, vertederos, mallas removibles y/o sedimentación y flotación (clarificación) figura 9. El tratamiento secundario elimina compuestos orgánicos biodegradables, 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 en el tanque de aireación son eliminados al sedimentarse (clarificación

³⁰ 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

³¹ Water's Journey Through the Shale Gas Drilling and Production Processes in the Mid-Atlantic Region, The Pennsylvania State University, 2012

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 extra paso 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 radionúclidos que se han eliminado del agua. Los residuos son normalmente deshidratados y enterrados o incinerados.

Figura 9. Diagrama de flujo generalizado para los procesos de tratamiento de plantas públicas.



Fuente: Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012.

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 Shale gas de Marcellus, aproximadamente 15 de estas plantas estaban aceptando los residuos de las operaciones de Shale gas hasta mayo de 2011, debido a que el departamento de protección ambiental de Pennsylvania anunció a los operadores de Shale gas 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.³²

- **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 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 mg/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.

³² 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

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.

- **Reutilización:**

Los productores de Shale gas están acelerando los esfuerzos para reutilizar y reciclar las aguas residuales del fracturamiento hidráulico en algunas regiones del país, 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.³³

En mayo de 2011 la EPA pidió información sobre las prácticas actuales del manejo de las aguas residuales a seis operadoras de Shale gas 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 propiedad³⁴.

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

³³ Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

³⁴ Ibid

muestras de agua para realizar junto con la EPA pruebas de radionucleidos, TDS, pH, alcalinidad, cloruro sulfato y bromuro.³⁵

2.1.2 Impacto Potencial en la Atmósfera. Las emisiones en las operaciones de shale gas son muy similares a las operaciones convencionales de gas natural. Una vez que un pozo está produciendo, se pueden presentar emisiones fugaces en compresores, bombas o conexiones en tuberías de transporte, asimismo también se presenta emisiones al aire desde el fluido de fracturamiento almacenado en las piscinas. 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 oBMPs por sus siglas en inglés (Best Management Practices) 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 (Act Clean Air) dictadas por la jurisdicción federal, estatal y local.³⁶

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 shale gas 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

³⁵ Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

³⁶ 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

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 escuelas³⁷.

Debido a que el desarrollo del Shale gas de Barnett se está llevando a cabo dentro de esta gran área urbana, la ciudad de Fort Worth, los operadores están implementando las mejores prácticas de manejo BMPs para mitigar las preocupaciones ambientales (ALL y GWPC 2009).

Actualmente en Estados Unidos se usan tecnologías para capturar el gas natural, las cuales se resumen dentro del programa 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 tecnologías³⁸.

³⁷ Recommendations for policy changes for Gas Drilling Near Schools, Ft. Worth League of Neighborhoods, 2011

³⁸ Disponible en: <http://www.epa.gov/gasstar/basic-information/index.html>. Fecha de consulta: Abril de 2013

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_2 para la producción de energía (energía limpia), en comparación con la cantidad que emite 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_2 . Su ciclo de vida completo engloba las emisiones desde que se inicia su extracción hasta su combustión final para producir energía³⁹.

2.1.3 Riesgo Químico. Durante años diferentes organizaciones en EUA 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 shale gas por todo los 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 generada por pozos donde se realiza fracturamiento hidráulico, debido a derrames de camiones que transportan los químicos o por fugas de

³⁹Impacto Ambiental del Sistema de Fracturación Hidráulica para la Extracción de Gas No Convencional, Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud de España, 2012

fluidos del fracturamiento dentro del pozo o por flujos accidentales de las aguas residuales dentro de la tierra en pozos de inyección⁴⁰.

Uno de los retos ha sido la negativa de la industria a hacer pública la composición 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 agua⁴¹.

2.1.4 otros impactos. El ruido durante la perforación puede crear un reto operativo para los operadores de Shale gas, 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 como es el caso de la ciudad de Fort Worth. El ruido que es ocasionado en la perforación horizontal es mayor que el de la perforación convencional de gas. Así mismo, el fracturamiento hidráulico ocasiona ruido debido a los volúmenes y presiones que se necesitan para poder estimular la formación con éxito. El ruido generado por la torre de perforación puede ser reducido por sistemas de mitigación como muros temporales de sonido (figura 10).

⁴⁰ Disponible en: <http://www.propublica.org>. Fecha de consulta: Marzo de 2013

⁴¹ Shale Gas Developments in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry

Figura 10. Muro temporal para mitigar el ruido de las operaciones de shale gas



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

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. Sin embargo las tecnologías de perforación de pozos horizontales y las plataformas multipozos reducen esta perturbación de la superficie.⁴²

Otro de los riesgos del subsuelo que ha recibido atención recientemente es la posibilidad de que la perforación y fracturamiento hidráulico de pozos de Shale gas podría causar terremotos de baja magnitud, los cuales a largo plazo podrían generar fallas en la cementación pudiendo conducir a graves contaminaciones⁴³.

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

⁴³Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development, Zoback, Kitasei y Copithorne 2010

2.2 EVALUACIÓN DE LOS POSIBLES ESCENARIOS DE CONTAMINACIÓN DURANTE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

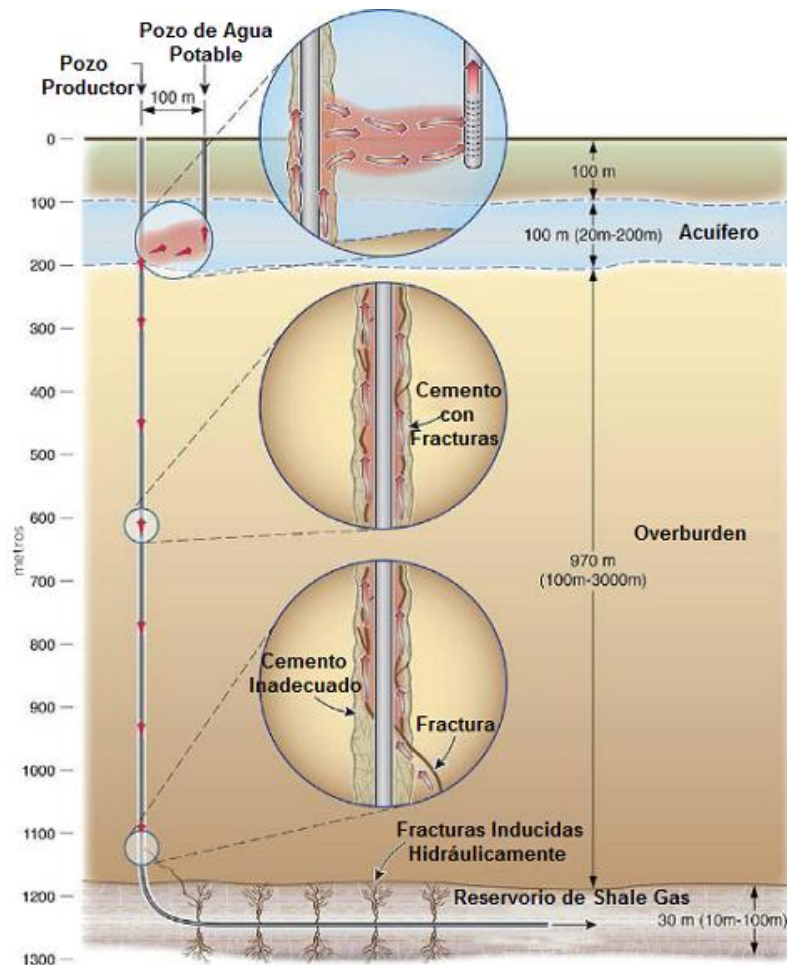
La EPA junto con los diversos expertos plantea seis posibles escenarios de contaminación de los recursos de agua potable subterránea durante una operación de fracturamiento hidráulico.

Lawrence Berkeley National Laboratory, en coordinación con la EPA, está utilizando simulaciones numéricas para investigar los seis mecanismos posibles que podrían dar lugar a la migración de los fluidos desde un yacimiento de shale gas, y de las condiciones en que tales escenarios hipotéticos pueden ser posibles⁴⁴. Estos posibles mecanismos son:

Escenario 1: Este escenario simula una vía de migración hipotética que se produce cuando un pozo de producción sufre daño durante una presión excesiva en las operaciones de fracturamiento hidráulico. Una vía de migración se genera a través del cemento o área cerca al pozo, por donde los fluidos pueden viajar hasta llegar a los acuíferos (figura 11).

⁴⁴ Study of Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

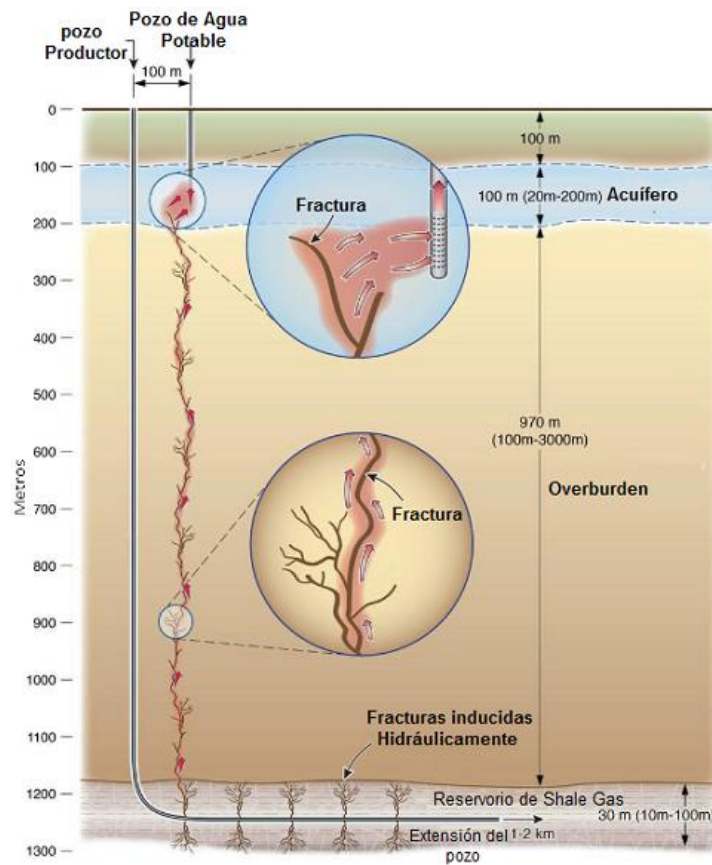
Figura 11. Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a daño en la cementación del pozo por sobrepresión.



Modificado de: Study of Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

Escenario 2: Este escenario simula un diseño inadecuado de las operaciones de fracturamiento hidráulico dando como resultado fracturas que permiten la comunicación entre el yacimiento de shale gas y el acuífero. Indirectamente una forma de comunicarse se produciría si las fracturas se interceptaran con una formación permeable entre la formación de shale gas y el acuífero (figura 12).

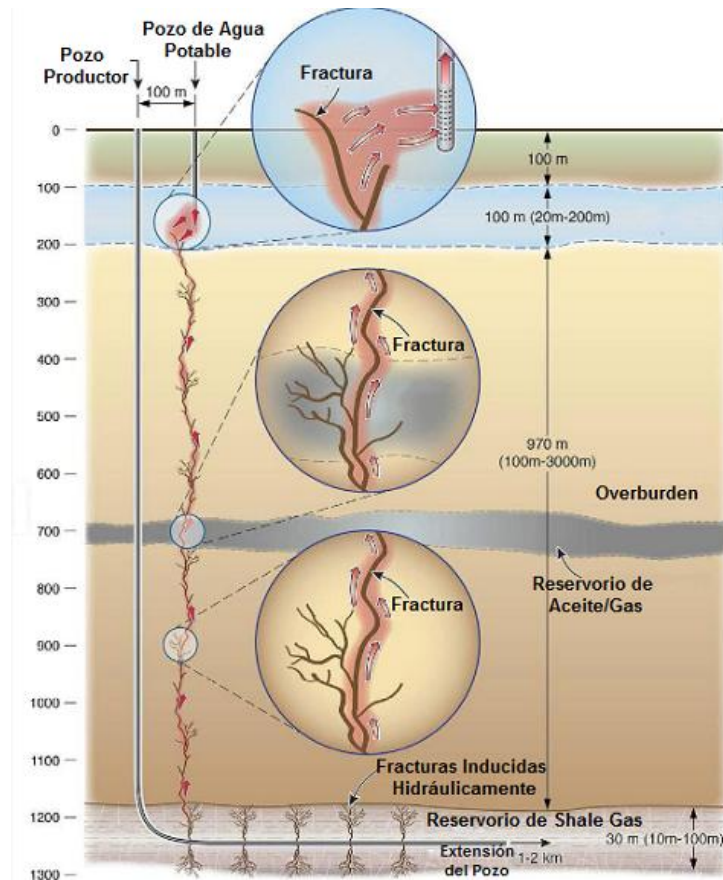
Figura 12. Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por el fracturamiento hidráulico.



Modificado de: Study of Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

Escenario 3: al igual que el escenario 2, se puede generar fracturas en el overburden interceptando yacimientos convencionales de hidrocarburos que se encuentra entre el reservorio de shale gas y el agua subterránea, creando así una doble fuente de contaminación para el acuífero (figura 13).

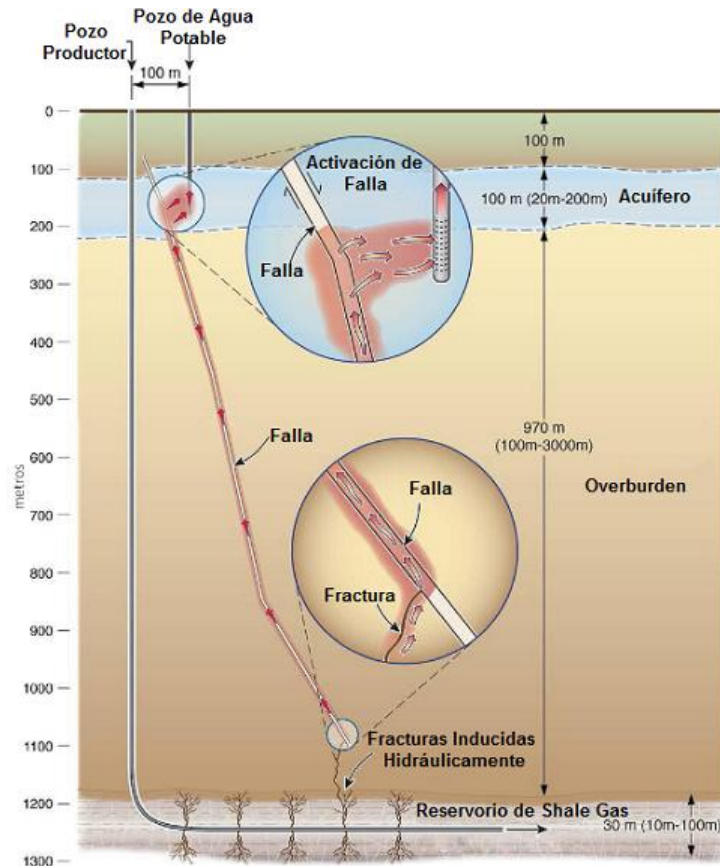
Figura 13. Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por el fracturamiento hidráulico que interceptan un yacimiento convencional de aceite/gas



Modificado de: Study of Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

Escenario 4: este escenario hipotético simula la migración de los hidrocarburos y otros contaminantes desde las fracturas inducidas que salen de la zona de interés y que se interceptan con fracturas selladas o fallas inactivas las cuales se activan por las operaciones de fracturamiento hidráulico llegando así a los recursos de agua subterránea (figura 14).

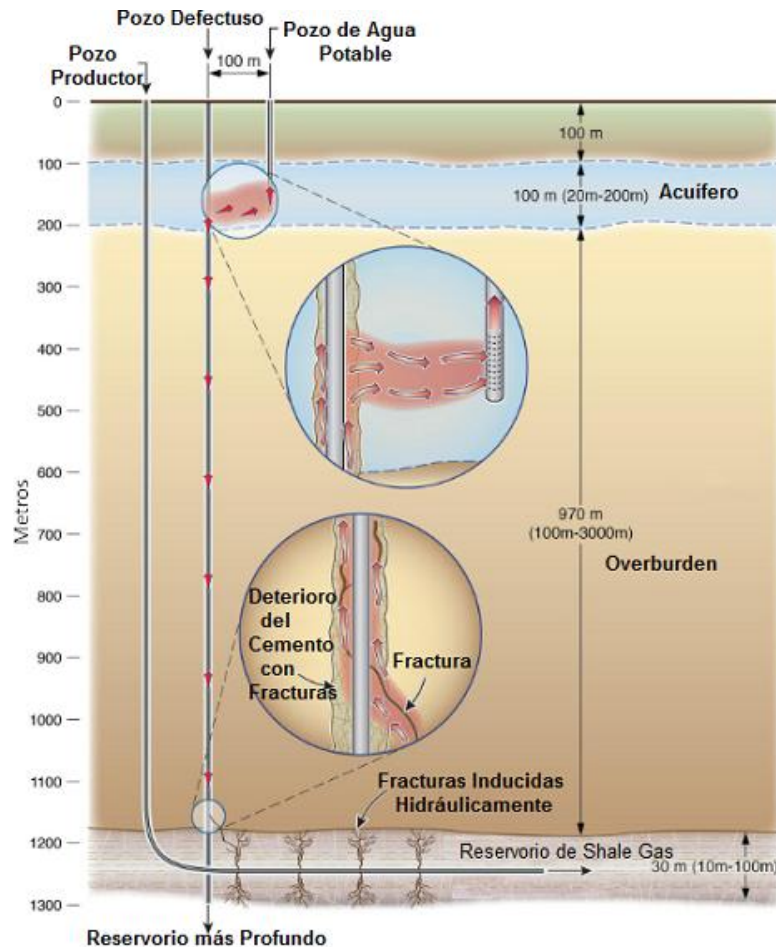
Figura 14. Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por el fracturamiento hidráulico que interceptan fallas selladas o inactivas.



Modificado de: Study of Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

Escenario 5: este escenario hipotético simula la migración del fluido desde las fracturas inducidas por el fracturamiento hidráulico, las cuales se interceptan con pozos de hidrocarburos convencionales vecinos que poseen una cementación deteriorada o completamientos inadecuados y que pueden crear vías de acceso de contaminantes hasta los acuíferos (figura 15).

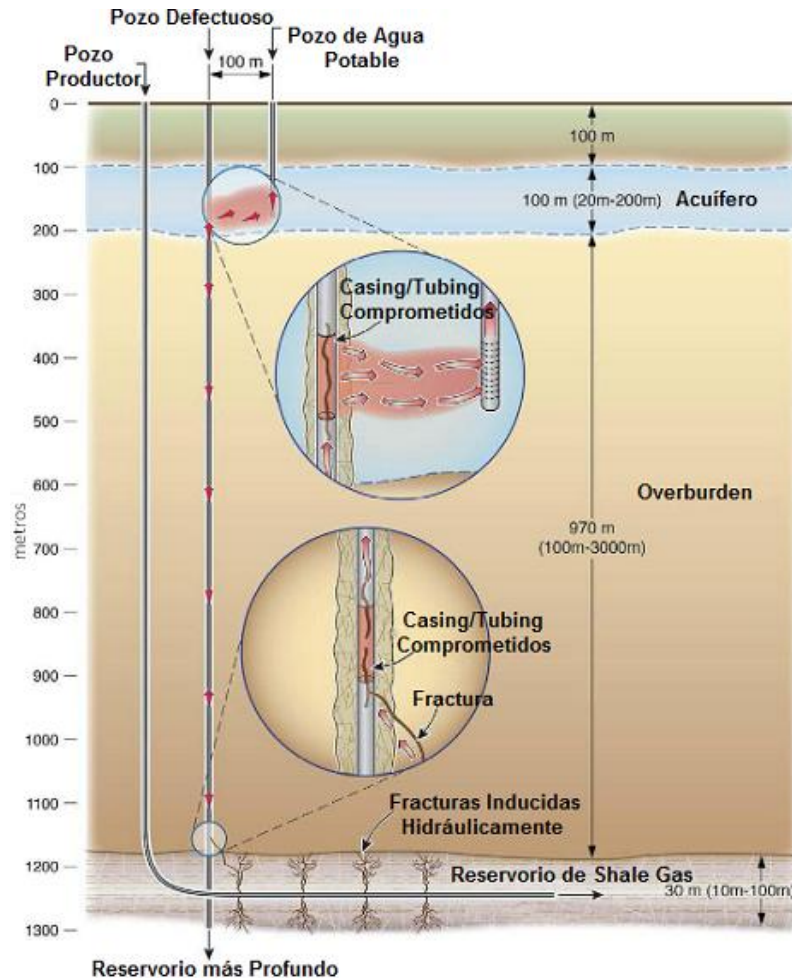
Figura 15. Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por el fracturamiento hidráulico, las cuales interceptan otros pozos convencionales de aceite/gas deteriorados y comunican después al acuífero.



Modificado de: Study of Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

Escenario 6: este escenario simula como los fluidos migran a través de las fracturas inducidas que interceptan pozos cercanos de hidrocarburos convencionales mal terminados, con casing y tubing comprometidos que proporcionan una baja resistencia a la migración del fluido y que lo conecta con el acuífero (figura 16).

Figura 16. Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por el fracturamiento hidráulico, las cuales interceptan otros pozos convencionales de aceite/gas que son inapropiadamente cerrados que comprometen el casing y comunica después al acuífero.



Modificado de: Study of Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

2.3 INCIDENTES AMBIENTALES

- En diciembre de 2007 una casa en Bainbridge, Ohio, explotó desde su interior ocasionando graves daños a la propiedad sin dejar lesionados (figura 14), ante este hecho el Departamento de Recursos Naturales de Ohio (ODNR por sus siglas en inglés) junto con otras autoridades de seguridad locales realizaron una

amplia investigación y determinaron que el gas causante de la explosión provenía de los pozos de agua. Debido a esta situación 19 casas fueron evacuadas preventivamente por la misma causa. La ODNR concluyó que se generó una sobre presión en un pozo de producción de gas entre noviembre 13 y diciembre 15 de 2007, el cual migró desde el revestimiento del pozo hasta el acuífero a través de fracturas naturales presentes en la roca, y de allí a los hogares. Tres diferentes factores en el pozo productor fueron identificados por la ODNR como las causas raíces del problema. Primero, dedujeron que la compañía había realizado una mala cementación de la tubería de producción, segundo, concluyeron que además de esta defectuosa práctica tomaron la mala decisión de proceder con el fracturamiento hidráulico del pozo sin haber hecho un adecuado trabajo de cementación, y tercero y más importante causa raíz para los investigadores fue que el día 31 después de haber terminado el tratamiento de fracturamiento hidráulico se generó una sobrepresión a través del espacio anular de la tubería que provocó fallas en el revestimiento y posterior migración del gas. Después de este suceso la ODNR tomó acción y requirió que la compañía Ohio Valley Energy Systems Corporation se hiciera cargo del problema y lo remediara. Esta compañía al final logró enmendar este error según el reporte final de la ODNR⁴⁵.

⁴⁵The Modern Practices of Hydraulic Fracturing: A Focus on Canadian Resources, All Consulting, 2012

Figura 17. Interior de la casa que explotó en Bainbridge, Ohio.



Fuente:<http://www.newsnet5.com/dpp/news/Investigation:-Ohio's-Natural-Gas-Boom-Has-Hidden-Danger>

- Otro incidente sucedió en Dimock, Pennsylvania, donde después de varios reportes de contaminación de diferentes residencias, el Departamento de Protección Ambiental de Pennsylvania PADEP (por sus siglas en inglés), decidió analizar 24 muestras de agua de diferentes residencias, de las cuales nueve de ellas resultaron contaminadas con gas metano y cuatro más con concentraciones potencialmente suficientes para generar una explosión. La PADEP también realizó otros tipos de pruebas para determinar si contenía sólidos disueltos (TDS), cloruros, pH, sodio, calcio, entre otros, los cuales hacen parte de los fluidos de fracturamiento hidráulico. El Departamento de Protección Ambiental de Pennsylvania concluyó que el agua potable no contenía concentraciones considerables de ninguno de estos contaminantes que demostraran que provenían del fluido utilizado en el fracturamiento hidráulico, y además determinó que tres pozos de producción de gas tenían una mala cementación, y que otros tres pozos más posiblemente podían presentar el mismo problema. El departamento concluyó que debido a esta mala práctica por parte de la compañía Cabot Oil & Gas Corporation (Cabot), se había generado una migración de gas natural desde los pozos defectuosos de gas hasta las aguas subterráneas potables, violando la ley de gas y aceite y la ley

de corrientes limpias, dos leyes establecidas por el Estado de Pennsylvania para la producción de hidrocarburos. Durante la investigación el PADEP descubrió que esta compañía también se encontraba descargando ilegalmente el lodo de perforación, puesto que Cabot había estado utilizando prácticas ambientales inseguras al depositar inadecuadamente los lodos de perforación en una zanja carente de algún tipo revestimiento que evitara que el lodo migrara hacia al subsuelo. Frente a este hecho Cabot construyó una capa de aislamiento dentro de la zanja, que durante una nueva visita por el PADEP se encontró que fue instalada inadecuadamente permitiendo que el lodo continuara infiltrándose. Adicionalmente, en la misma inspección se descubrió que Cabot falló en denunciar que tenían escape en la bomba de lodos la cual se encontraba generando entre 25 a 50 barriles de lodo hacia a los alrededores. Por todo esto en Noviembre 14 de 2009 fue impuesta una multa de \$120,000 a la compañía, y se les dio un plazo de cuatro meses para corregir todas las anomalías presentes en los pozos. Además en el futuro debían solicitar una autorización escrita por parte del PADEP para realizar adecuaciones en pozos existentes o para la construcción de nuevos pozos, demostrando el uso de buenas prácticas seguras y el suficiente soporte de ingeniería. Por último, la penalidad incluía el suministro de agua potable a los 13 hogares afectados. En Abril 15 de 2010, el Departamento de Protección Ambiental realizó una nueva inspección para asegurarse del cumplimiento de las acciones exigidas a la compañía Cabot, encontrando que ésta aún no había cumplido con todas las obligaciones establecidas. Por ello el PADEP determinó incluir a la lista de pozos con problemas, un pozo sospechoso adicional e incrementó a 14 el número de residencias afectadas. Asimismo a Cabot se le ordenó que en menos de 40 días 3 de los 14 pozos con problemas debieran estar cerrados. Además de prohibirle perforar más pozos en las zonas afectadas, también se les prohibió fracturar hidráulicamente cualquier de estos pozos hasta que ellos

recibieran de la PADEP una notificación por escrito declarando que Cabot ya había completado todas sus obligaciones⁴⁶.

Figura 18. Sitio de Operación de shale gas en Dimock, Pennsylvania



Fuente: Tomado de: <http://www.vanityfair.com/business/features/2010/06/fracking-in-pennsylvania-201006>

- En Abril de 2009 en la ciudad de Caddo Parish, Louisiana, más de una docena de vacas fueron encontradas muertas cerca a unos pozos de gas (figura 18). Este incidente involucró la posible relación entre sustancias químicas utilizadas durante un trabajo de fracturamiento hidráulico, las cuales pudieron filtrarse al suelo por fugas de algunas de los tanques o tuberías dentro del sitio. Este derrame no se informó ya que no cumplía con la cantidad reportable bajo las regulaciones del estado de Louisiana. El Departamento de Calidad Ambiental de Louisiana LADEQ por sus siglas en inglés, realizó una investigación que encontró que debido a las lluvias, los productos del fracturamiento hidráulico habían sido arrastrados hacia el suelo, y desde allí llegaron a la zona donde se encontraban las vacas. De inmediato se tomaron medidas de contención para el derrame, y la LADEP llegó a un acuerdo con Chesapeake Energy y su empresa

⁴⁶The Modern Practices of Hydraulic Fracturing: A Focuson Canadian Resources, All Consulting, 2012

contratista Schlumberger para que pagaran \$22,000 por cada una de las vacas muertas. LADEP confirmó también que habían encontrado cloruro de potasio sobre el pasto en otra zona accesible a vacas, la cual se encontraba muy cerca al sitio donde había ocurrido el derrame citado anteriormente. Bajo estos nuevos hechos, las compañías Chesapeake Energy y Schlumberger reevaluaron sus actividades en los sitios de almacenamiento, y el manejo para mejorarlos, previniendo así futuros derrames de químicos. Como resultado Schlumberger implemento mayores medidas de seguridad a lo largo de todo el país, al expandir sus contenedores de derrames alrededor de los almacenamientos de productos químicos, aumento la vigilancia de todos los sitios donde se maneja estos productos químicos y exigió a todo su personal informar de cualquier derrame que se presentara sin importar la cantidad. Por su parte Chesapeake también solicitó medidas similares a las que Schlumberger implemento a sus otros contratistas en otros sitios de operación de la compañía en los Estados Unidos.⁴⁷

Figura 19. Esta imagen muestra una de las vacas muertas cerca a los sitios de operación



Fuente: <http://splashdownpa.blogspot.com/2009/08/update-cause-of-cow-deaths-in-caddo.html>

- El área de Dallas-Fort Worth, Texas, ha visto un incremento en las actividades de perforación de nuevos pozos desde 1990, cuando Mitchell Energy utilizó la combinación de la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico para abrir

⁴⁷Ibid

y producir el Shale de Barnett. Uno de los mayores impactos reportados en esta área relacionados con la perforación de pozos de gas es la disminución de la calidad del aire. Un reporte emitido en 2009 por Al Aldemariz, profesor de la Universidad Southern Methodist quien luego llegó a ser el director de la regional 6 de la EPA, encontró que las emisiones contaminantes de las actividades de perforación de pozos de gas por día superaban los producidos por el tráfico de vehículos en la región de Dallas-Fort Worth. En respuesta a las quejas de los ciudadanos de la ciudad de Dish, el Estado de Texas ordenó realizar un estudio independiente para determinar la calidad del aire dentro y fuera de esa ciudad. Un conjunto de siete muestras recogidas a través de la ciudad encontraron cantidades de benceno 55 veces más altas del máximo permitido por la Comisión de la calidad ambiental y del aire de Texas TCEQ (Texas Commission on Environmental Quality) por sus siglas en inglés, así como xileno, disulfuro de carbono, naftaleno y piridinas, todos estos últimos también superando los límites máximos permitidos hasta 384 veces. Este estudio no se consideró exhaustivo, pero si se tomó como base para otras investigaciones. En respuesta a las continuas quejas y denuncias de la ciudad de Dish la TCEQ decidió llevar a cabo un programa de monitoreo a gran escala del aire en el área de Dallas-Fort Worth. Los resultados iniciales del estudio de la calidad del aire de TCEQ dentro y alrededor del Shale de Barnett encontraron cantidades elevadas de benceno en 18 de los 94 sitios testeados por encima de lo permitido para la exposición a corto tiempo. De estos 18 sitios, 2 de ellos tenían contenidos excesivamente altos para generar que el TCEQ exigiera una inmediata reparación in situ a los operadores de los pozos, para el resto de los pozos el jefe de toxicología de TCEQ los consideró como una alarma más no un problema, por lo que determinó instalar dos monitores permanentes en esa región y así poder continuar con la vigilancia de la calidad de aire⁴⁸.

⁴⁸Ibid

- En agosto de 2010 la EPA publicó los segundos resultados de la investigación sobre el potencial de contaminación del agua subterránea en el área de Pavillion, Wyoming. Esta segunda fase de investigación fue llamada “investigación mejorada en el sitio” (ESI por sus siglas en Inglés) y fue acompañada por una Consulta sobre el impacto en la Salud (HC por sus siglas en Inglés), las cuales fueron realizadas por la Agencia para Sustancias Tóxicas y el Registro de Enfermedades (ATSDR por sus siglas en Inglés). Las conclusiones del ESI y HC señalaron que hay evidencia de contaminación de las aguas subterráneas en el área con elevados contenidos de metales, compuestos orgánicos e hidrocarburos de petróleo (TPH por sus siglas en Inglés) además de metano. En el reporte HC, la ATSDR reportó el riesgo potencial para los residentes del área acerca de ingerir el agua subterránea de la zona, este reporte aportó más información sobre la investigación llevada a cabo por la EPA, en donde esta última en su primera fase de investigación determinó que sólo había un compuesto contaminante (plomo) que superó el nivel límite de la EPA para consumo de agua, y que los residentes de Pavillion, deberían utilizar tratamientos alternos al agua que han demostrado ser excelentes para limpiar el plomo convirtiéndolas en agua potable.

El ESI también da una idea de la existencia de fuentes contaminantes orgánicas detectadas en las aguas subterráneas. Para esa fecha la EPA aún no había proporcionado una conclusión o detalles de las fuentes de estos contaminantes, aunque el informe sí revelaba que existían alrededor de 33 piscinas usadas para el almacenamiento de lodos utilizados en la perforación, de fluidos utilizados en el fracturamiento hidráulico, y del agua producida. Debido a esto la compañía EnCana Corporation (EnCana) adelantó un programa Voluntario de Limpieza en 3 de sus pozos.

La EPA estableció una nueva investigación mejorada en el sitio ESI para Diciembre de 2011 con el objetivo de determinar si la contaminación de las aguas subterráneas en el área de Pavillion, WY era el resultado de las operaciones de perforación y producción de gas natural en sus alrededores. La mayoría de los pozos de gas en el campo "Muddy Pavillion" son actualmente propiedad y están siendo operados por la compañía EnCana. Esta compañía adquirió las concesiones del campo en 2004 y desde ese entonces ha operado realizando trabajos de perforación y producción en pozos de gas. Muchos de estos pozos se encontraban activos cuando fueron adquiridos por EnCana en la compra del área a la compañía de Tom Brown.⁴⁹

En el reporte de la EPA en Diciembre de 2011⁵⁰, se concluye que el estudio que inició por las quejas de los ciudadanos sobre el cambio en el olor y el sabor del agua potable luego de haber iniciado trabajos de fracturamiento hidráulico en la zona, determinó que se detectaron altas concentraciones de bencenos, xilenos, orgánicos en el rango de la gasolina y orgánicos en el rango del diésel sobre las muestras de agua subterráneas, indicando que las piscinas localizadas en el área de la investigación son una fuente de contaminación de estas fuentes de agua. En cuanto a la posible contaminación del agua subterránea potable por parte del fracturamiento hidráulico, fue considerado una fuente de contaminación más compleja de determinar que el caso de las piscinas, requiriendo una mayor investigación por parte de científicos.

⁴⁹Ibid

⁵⁰ Disponible en: <http://www.epa.gov/region8/superfund/wy/pavillion/>. Fecha de consulta: Marzo de 2013

2.4 PREOCUPACIONES DE LA COMUNIDAD POR LOS EFECTOS NEGATIVOS DEL SHALE GAS

El desarrollo del shale gas en los Estados Unidos ha sido ampliamente reconocido como una de las tendencias más prometedoras en términos de creación de empleo y beneficios económicos, así como su potencial para aumentar los suministros domésticos de gas natural, usando el metano como combustible fósil que genera una combustión más limpia, mejorando así la independencia energética del país. Si bien hay muchos defensores de shale gas, también existe oposición a las tecnologías usadas para producir shale gas. Esta oposición se ha intensificado a medida que en la industria del petróleo y el gas aplica el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal de pozos en más partes del país.

Por su parte, la industria del gas sostiene que el fracturamiento hidráulico está bien regulado y seguro, y que además tiene un historial de experiencia probado⁵¹. Pese a las afirmaciones de la industria de que el fracturamiento hidráulico es una tecnología segura y probada, organizaciones ambientales, organizaciones de salud pública y las comunidades locales han expresado numerosas preocupaciones acerca de los impactos potenciales ambientales no sólo por el uso de fracturamiento hidráulico, sino por todas las demás prácticas llevadas a cabo en campo, que generan contaminación y problemas directa e indirectamente en la salud y el medio ambiente.

Como parte de este proyecto de investigación, se realizó un contacto directo con la comunidad la cual se considera a sí misma afectada por las operaciones del shale gas, y de esta manera conocer cómo ha sido perturbada su vida cotidiana (información más detallada sobre las opiniones de las personas afectadas se

⁵¹ Shale Gas Developments in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry

encuentran en el video anexo de este proyecto). Esto se llevó a cabo en el Shale de Marcellus, Pennsylvania, con personas residentes de los Condados de Susquehanna y Dallas. Para ello se obtuvo la colaboración de la organización Gas Drilling Awareness Coalition (figura 20), que es una organización sin ánimo de lucro, cuyos miembros son los mismos ciudadanos afectados por las operaciones de shale gas.

Figura 20. Organización Gas Drilling Awareness Coalition durante el recorrido en el condado de Susquehanna



Fuente: tomada de la organización Gas Drilling Awareness Coalition durante el recorrido en el condado de Susquehanna

En el inicio de este recorrido el primer contacto fue el Dr. Thomas Junta quien es el vocero de esta organización (Foto 21a), el cual introdujo al Dr. Alfonso Rodríguez quien es médico nefrólogo y el presidente de Gas Drilling Awareness Coalition (Foto 21b).

Figura. 21a) Imagen del Dr. Tjiunta en su consultorio.



21b) Imagen con el Dr. Rodríguez cerca de un pad en Pennsylvania.



Fuente: Autor del proyecto

Además de estas dos personas se tuvo la oportunidad de tener un contacto directo con personas también afectadas quienes no hacían parte de esta asociación.

Estas personas se enfocaron en que los impactos negativos de estas operaciones no solo provienen del fracturamiento hidráulico, sino que este procedimiento es sólo otro de los factores que han generado que sus calidades de vida hayan desmejorado. A continuación se plantea los factores que las personas afectadas han enumerado como impactos negativos.

2.5 IMPACTOS NEGATIVOS SOBRE LA COMUNIDAD

2.5.1 Tráfico de Camiones. Uno de los impactos más grandes sobre la comunidad por la extracción de gas en el shale de Marcellus el tráfico de camiones, ya que estos deterioran las carreteras y puentes (Figura 22), además de generar continuo ruido. Un fracturamiento hidráulico para un solo pozo de gas en el shale de Marcellus requiere de aproximadamente 1000 viajes de camiones por la carretera, y un pad en esta zona puede tener de 3 a 10 pozos⁵².

Figura 22. Daño de la carretera en Pennsylvania.



Fuente: www.marcellus-shale.us

Esto es sin contar los incidentes que han ocurrido y los continuos riegos del brine sobre las carreteras, actividad que actualmente es permitida.

⁵² Disponible en: <http://www.marcellus-shale.us/>. Fecha de consulta: Abril de 2013

Figura 23. Brine sobre las carreteras.



Fuente: Cortesía de Wetzel County ActionGroup

El brine o Flowback es el agua que retorna a la superficie luego de ser usada en la operación de fracking. Este brine contiene además de los químicos, alto contenido de sales, numerosos metales pesados (Bario, Estroncio, entre otros) y materiales radioactivos naturales. El brine es difícil y costoso de tratar, es una de las mismas razones por la que no se utiliza el agua de mar en la agricultura ni en aplicaciones residenciales⁵³. La alta salinidad del brine 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 trihalometanos⁵⁴.

2.5.2 Preocupación por la Contaminación del Aire. La calidad del aire se está afectando por la cantidad de diésel quemado durante todo el proceso de producir gas natural. Cuando se suma la labor de los camiones a diésel, de la gran maquinaria necesaria para extraer el gas la cual también requiere diésel para poder operar, de la quema de los gases cuando se es puesto a producir el gas, y

⁵³ Disponible en: <http://www.marcellus-shale.us/>. Fecha de consulta: Abril de 2013

⁵⁴ Ibid

de las piscinas donde se almacena los diferentes fluidos como el Flowback, todas estas actividades están generando altos niveles de concentración de gases tales como los NOx óxidos de nitrógeno, Los VOCs o compuestos orgánicos volátiles, 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 plantas⁵⁵.

El ozono es un gas tóxico que a concentraciones elevadas puede afectar el aparato respiratorio e irritar las mucosas, pudiendo producir afecciones pulmonares. El aparato respiratorio, principal perjudicado por la acción del ozono, siendo los primeros síntomas que se detectan tras una exposición: 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

⁵⁵ What You Need to Know About Natural Gas Production, Ph.D. Theo Colborn

recomendado un valor guía de exposición al ozono entre 100-120 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ para 8 horas⁵⁶.

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 niveles de BTEX y otros gases volátiles pesados. Estos contaminantes no pueden ser detectados a simple vista, por lo que habitantes de la zona están monitoreándolos usando cámaras infrarrojas especiales adquiridas por ellos mismos, datos que están siendo enviados a la universidad de Colorado para estudios independientes que están en proceso. Durante la visita de campo realizada para esta tesis, los guías de la visita aprovecharon para realizar tomas de una de las estaciones de compresores con este equipo. En la siguiente figura se puede ver a la distancia como los gases se liberan a la atmosfera desde esta estación, actividad que se dice, las compañías de gas niegan que suceda. Sin embargo gracias a la colaboración de Frank Finan (otro habitante afectado) (figura 24a) quien con su cámara de infrarrojos logró captar el calor y el escape de gases que salen hacia la atmósfera desde esa estación (Figura 24b).

⁵⁶ Disponible en: http://www.aragonaire.es/ozone.php?n_action=health (ozono y su salud, EPA, 2000. Fecha de consulta: Abril de 2013)

Figura. 24a) Foto de Frank con la cámara Infrarroja.



24b) Foto mostrando los gases emitidos a la atmósfera que a simple viste no pueden ser notados.



Fuente: Autor del proyecto

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 deshidratadora⁵⁷. Un gran número de contaminantes son liberados al aire durante este proceso, incluyendo químicos usados en el fracking, 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 o DEP⁵⁸ por sus siglas en inglés, 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 el shale de Marcellus no cuentan con un inventario de emisiones⁵⁹, 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.

2.5.3 Preocupación por la Contaminación del Agua. Actualmente existen varias familias que viven cerca a los sitios de operación de shale gas, en cuyos pozos de agua se han detectado metano, otros gases y metales pesados, imposibilitando el uso de este importante recurso. La figura 25 muestra uno de los tanques de agua sellados (color café claro) por esta causa, en el cual se almacenaba el agua que se bombeada desde el pozo de agua subterráneo. Esta casa de familia sufrió la pérdida de este pozo y actualmente debe adquirir el agua potable de otros lugares.

⁵⁷ Understanding the basics of gas Flaring, Ohio EPA, 2012

⁵⁸ Department Environmental Protection

⁵⁹ Air Quality Impacts from Natural Gas Extraction and Combustion, Electric Power Research Institute EPRI, 2012

Figura 25. Esta imagen muestra una de las viviendas que han tenido que dejar de utilizar su pozo de agua potable



Fuente: Autor del proyecto

En la siguiente figura 26 se puede observar en la parte de atrás de la casa, la línea de ventilación donde se encontraba la válvula de salida del pozo de agua, la cual permite que el metano escape del pozo y de esta manera evitar que este se acumule y explote.

Figura 26. Esta imagen muestra la línea de ventilación para dejar escapar el gas metano del pozo de agua potable



Fuente: Autor del proyecto

Al igual que en el caso anterior, la familia Manning (figura 27) está sufriendo por la contaminación de su pozo de agua con metano. Es un hogar formado por los esposos Matt y Tammy con sus dos nietos pequeños.

Figura 27. La familia Manning contando su experiencia de cómo perdieron su agua potable subterránea.



Fuente: Autor del proyecto

Ellos comentaron que su preocupación inició cuando empezaron a sentir cambios en el agua al cocinar, al bañarse, hasta que al final el pozo de agua hizo erupción y tuvieron que sellarlo (figura 28).

Figura 28. Pozo de agua subterráneo de la familia Manning sellado después de la explosión



Fuente: Autor del proyecto

Antes de la erupción del pozo de agua (figura 29), ellos tuvieron que suspender el uso del propano que normalmente utilizaban para cocinar, debido al peligro de generar una explosión cuando se abría el grifo de agua (rica en metano) de la cocina, incluso las aseguradoras empezaron a negarles cubrimiento en su póliza contra incendios después de enterarse de esto. Otro detalle que ellos nombraron

por el cual ellos empezaron a descubrir el problema de gases en la fuente de agua, fue que después de ducharse ellos experimentaban un cambio en la voz, ya que esta sonaba de forma graciosa al hablar.

Figura 29. Estas imágenes muestran la erupción del pozo de agua de la familia Manning, Franklin.



Fuente: familia Manning. (Figura Arriba).
<http://www.youtube.com/watch?v=iPM64kseP30&list=PL0D86F106CF3062C4> (Figura Abajo)

Luego de esto, la familia decidió llamar al Departamento de Protección Ambiental de Pennsylvania quien es el encargado de la revisión y emisión de los permisos de perforación de las compañías de petróleo y gas, y además la encargada de responder a las quejas de la comunidad sobre los problemas sobre la calidad del

agua⁶⁰, y quien también inició un estudio en enero de 2013 sobre los niveles de concentración de materiales radioactivos naturales en los materiales relacionados con petróleo y gas, tales como el Flowback, en los recortes de perforación (cuttings), tratamiento de sólidos, así como problemas con el transporte, almacenamiento y eliminación de desechos generados por las operaciones de gas, los niveles de radón en el gas natural, y la exposición de los trabajadores y de la comunidad en general a estos materiales.

Como respuesta a la queja de la familia Manning, la DEP tomo muestras de su pozo de agua potable para determinar la concentración de contaminantes en ella, encontrando 58,4 mg/L de contenido de metano en el agua y valores 82% en volumen en el aire, así como de otros metales pesados, por lo tanto se determinó el cierre del pozo y la instalación de un sistema de ventilación para prevenir una explosión. Desde entonces la familia Manning al igual que otras familias afectadas está recibiendo agua en carrotanques que si bien no es potable se usa para los baños, duchas y limpieza en general. Para cocinar y beber los Manning deben comprar agua embotellada de su propio bolsillo.

Por su parte las compañías de gas aducen que la causa del metano en estos pozos es ocasionado por causas naturales, debido a que una bolsa de metano superficial que se encuentra en el parque Salt Spring, metano que migró y contaminó el agua subterránea potable. La familia Manning opina que si bien el metano proviene de allí, muchos de sus vecinos que tienen pozos de agua con más de 15 años, nunca habían tenido ningún problema, hasta que las operaciones de perforación y fracking comenzaron en las cercanías permitiendo que el metano migrara hasta sus aguas o bien, ellos creen que la compañía de gas en sus perforaciones atravesaron esta bolsa o por alguna razón se generaron grietas que permitieron que el metano fluyera hasta el agua subterránea, por lo tanto ellos aseguran que de alguna manera ellos son responsables en que este problema se

⁶⁰ Disponible en: <http://www.portal.state.pa.us>. Fecha de consulta: Marzo de 2013

presentara, y que ellos conocían de la existencia de esta bolsa de metano y el riesgo de llevar a cabo operaciones de shale gas cerca a ese lugar y aun así lo hicieron.

- **Límites de Riesgo del Metano**

El metano (CH₄) es un hidrocarburo simple compuesto por un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno. El gas metano es incoloro, insípido e inodoro. El metano es el componente principal del gas natural, que contiene típicamente 50 por ciento a 90 por ciento de metano. El metano es más ligero que el aire, por lo que se elevará hasta el techo en caso de estar en el interior de un edificio u otro espacio cerrado.

No se conoce de algún peligro en la salud si se ingiere agua con metano. Sin embargo, si el metano se concentra en el aire en algún espacio confinado este puede ser inflamable y explosivo, así como desplazar el oxígeno y generar asfixia en las personas.

El metano tiene un límite explosivo en el aire entre el 5 y el 15% (porcentaje en volumen), esto significa que si la concentración de metano en el aire es de entre esos números, puede encenderse y explotar. El punto de saturación del metano en el agua es de 22,7 mg/L, por encima de este valor el gas tenderá a escapar y si se acumule en un lugar cerrado con poca ventilación puede alcanzar niveles explosivos⁶¹. Una chispa generada por un interruptor eléctrico de una casa, o la llama de un calentador de agua, puede generar resultados desastrosos bajo las condiciones descritas anteriormente. De aquí la importancia de la eliminación del metano de aguas con una línea de ventilación⁶². Cuando el agua que contiene metano es bombeada hacia la superficie, la temperatura se eleva, y cae la presión haciendo que el metano se libere, similar que las burbujas que se generan en las

⁶¹ Disponible en: <http://www.health.state.mn.us>. Fecha de consulta: Marzo de 2013

⁶²Ibid

bebidas gaseosas cuando se abre el recipiente. El calentamiento del agua acelerará la liberación de metano. Es por eso que el problema con el metano (u otro gas disuelto) se complica cuando un grifo de agua caliente es utilizado⁶³.

Punto de 22,7 mg/L

⁶³Ibid

3. LEYES AMBIENTALES ACTUALES QUE GOBIERNAN EL DESARROLLO DEL SHALE GAS EN LOS E.E.U.U.

El desarrollo y producción del aceite y gas en los EUA, incluyendo la de shale gas, se encuentra regulado bajo un complejo conjunto de leyes federales, estatales y locales que se ocupan de todos los aspectos de la exploración y explotación. Todas las leyes, reglamentos y permisos que se aplican a las actividades de exploración y producción de yacimientos convencionales de petróleo y gas también se aplican a la explotación de Shale gas. La Agencia de Protección Ambiental EPA administra la mayoría de las leyes federales, sin embargo el desarrollo de las tierra y su uso es administrada por la Oficina de Administración de Tierras o BLM por sus siglas en inglés (Bureau of Land Management) así como por el servicioforestal de los EUA, El BLM hace parte del departamento del interior de los U.S., mientras que el servicio forestal hace parte del departamento de Agricultura.

El BLM maneja grandes extensiones de tierras públicas (son las tierras estatales y federales) que tienen el potencial de hacer contribuciones significativas al portafolio de energía renovable de la nación, administrando a nivel federal las operaciones de petróleo, gas y carbón que poseen estas tierras. No todas las tierras con potencial energético son apropiadas para el desarrollo. El BLM revisa y aprueba los permisos y licencias de las compañías para explorar, desarrollar y producir energía renovable y no renovable en tierras federales.El BLM garantiza que los proyectos propuestos cumplan con todas las leyes y reglamentos ambientales. Esta entidad trabaja junto con las comunidades locales, los Estados y otras agencias federales durante el proceso de aprobación, una vez que los proyectos son aprobados, el BLM es responsable de asegurar que los

desarrolladores y operadores deben cumplir con los requisitos de autorización de uso y las regulaciones.”⁶⁴.

El Servicio Forestal administra las tierras públicas en los bosques y praderas nacionales, su misión es mantener la salud, la diversidad y la productividad de los bosques del país y pastizales para satisfacer las necesidades de las generaciones presentes y futuras.

Adicional a estas dos entidades, cada estado en el que se produce petróleo y gas tiene una o más agencias reguladoras que se encargan de permitir la instalación de pozos, su diseño, su ubicación, el espacio, la operación y el abandono de los mismos. Además se encargan de regular las actividades ambientales, incluyendo el manejo del agua, sus descargas y su disposición, así como la reglamentación de la administración de residuos y su eliminación, las emisiones al aire, la inyección subterránea, los impactos a la vida silvestre, la perturbación superficial, y la seguridad y salud de los trabajadores.

Muchas de las leyes federales son utilizadas por los Estados bajo acuerdos y planes aprobados por las agencias federales aprobadas.

3.1 REGULACIÓN FEDERAL

Una serie de leyes federales gobierna varios aspectos ambientales para el desarrollo del Shale gas. Por ejemplo la Ley de Agua Limpia CWA por sus siglas en inglés (The Clean Water Act) regula las descargas de aguas superficiales asociadas a la perforación y producción de Shale gas, así como las aguas lluvias que caen sobre los sitios de producción. La Ley de Agua Potable Segura SDWA por sus siglas en inglés (The Safe Drinking Water Act) regula la inyección subterránea de fluidos provenientes de las actividades de Shale gas. La Ley de

⁶⁴ Disponible en: www.blm.gov. Fecha de consulta: Abril de 2013

Aire Limpio CAA por sus siglas en inglés (The Clean Air Act) limita las emisiones atmosféricas procedentes de los motores, equipos de procesamiento de gas, y otras fuentes asociados con la perforación y producción. La Ley de Política Nacional Ambiental NEPA por sus siglas en inglés (The National Environmental Policy Act) exige que la exploración y producción en tierras federales analice a fondo los impactos ambientales.

Los impactos potenciales sobre la calidad del agua son principalmente reguladas por varias leyes federales junto con los programas estatales. Los estatutos federales que rigen los principales problemas relacionados con la calidad del agua y el desarrollo del shale gas son la Ley de Agua Limpia, la Ley de Agua Potable Segura, y ley de la contaminación por hidrocarburos. Estos estatutos y su relación con el desarrollo del Shale gas se discutirán en seguida.

3.1.1 La ley de Agua Limpia CWA. La Ley de Agua Limpia (CWA) es la principal ley federal en los EE.UU. que rige la contaminación de las aguas superficiales. Se estableció para proteger la calidad del agua, e incluye la regulación de los límites de contaminantes en el agua producida durante la producción de crudo y gas. Esto se lleva a través de permisos otorgados por el Sistema Nacional de Eliminación de descargas Contaminanteso NPDES por sus siglas en inglés.⁶⁵

Aunque la EPA establece los estándares nacionales, los estados pueden adquirir relevancia para el programa NPDES, si estas regulaciones son más estrictas que los requisitos federales.

Bajo la Ley de Agua Limpia, la EPA ha implementado programas de control de contaminación establecimiento los estándares de las aguas residuales industriales, así como también ha establecido normas de calidad del agua para una variedad de contaminantes en las aguas superficiales.

⁶⁵National Pollutant Discharge Elimination System

La CWA declara ilegal la descarga de cualquier contaminante desde una fuente puntual en aguas navegables de los EE.UU., salvo si se efectúa de acuerdo con un permiso específico aprobado. El programa NPDES controla los permisos para las descargas de fuentes puntuales que son usualmente los medios de transporte del material contaminante, tales como tuberías o canales artificiales hechos por el hombre. Las instalaciones industriales, municipales, y otras, como los sitios de producción de shale gas o instalaciones comerciales que manejan la evacuación o tratamiento del agua producida por las operaciones de shale gas, deben obtener los permisos si tienen la intención de descargar directamente en aguas superficiales. Las grandes instalaciones suelen tener personal NPDES. Los vertidos procedentes de algunas instalaciones más pequeñas pueden ser elegibles para su inclusión en permisos generales, que autorizan a una disposición controlada bajo el CWA dentro de un área geográfica específica, esto quiere decir que si es muy pequeña la instalación puede llegar a unirse con otras instalaciones para generar un solo permiso. Este permiso general no está diseñado específicamente para una compañía individual. La mayoría de las instalaciones de producción de petróleo y gas están autorizadas con permisos de descargas generales, porque normalmente hay numerosos pozos con descargas comunes en un área geográfica.

Los Estados que cumplen con los requisitos de Primacía federales se les permite fijar regulaciones más estrictas en su propio estado. Dado que los estados individuales pueden adquirir primacía sobre sus respectivos programas, no es raro que estos tengan diferentes requisitos de estado a estado. Esta variación puede afectar la forma en que la industria del petróleo y del gas maneja el agua de drenaje en una cuenca ubicada en dos o más estados, como sucede con el shale de Marcellus en la Cuenca de los Apalaches.

Las limitaciones de los efluentes permitidos por la NPDES sirven como el principal mecanismo para controlar las descargas de contaminantes a las aguas receptoras. En el desarrollo de los límites de los efluentes (para un permiso de la NPDES), el auditor del permiso debe considerar los límites basados tanto en la tecnología disponible para el control de los contaminantes y las regulaciones que protegen a los estándares de calidad de agua de la cuenca receptora.

La EPA establece parámetros para los límites de los efluentes (ELGs) y las normas para diferentes industrias no municipales (compañías de tratamiento de agua que no pertenecen al gobierno). Estos parámetros se han desarrollado basándose en el grado de reducción de contaminantes exigidos para una categoría industrial (química, minera, petrolera, etc.) a través de la aplicación de control de la contaminación.

La ley de Agua Limpia exige que la EPA establezca parámetros para los límites de efluentes, basándose en las siguientes directrices específicas:

1. Usar la Mejor tecnología convencional, para el control de los contaminantes convencionales y que sea aplicable a los actuales vertidos.
2. Usar la mejor tecnología practicable, actualmente disponible para el control de contaminantes convencionales, tóxicos y contaminantes no convencionales que sean aplicables a los actuales vertidos.
3. Usar la Mejor tecnología disponible, económicamente viable para el control de sustancias tóxicas y contaminantes no convencionales que sean aplicables a los actuales vertidos.

Hasta la fecha, la EPA ha establecido lineamientos y normas para más de 50 diferentes categorías industriales, incluyendo los ELGs para la extracción de petróleo y gas⁶⁶.

⁶⁶ Reseña bibliográfica: para más detalle mirar la ley 40 CFR

3.1.2 La ley de Agua Potable Segura SDWA (Safe Drinking Water Act). Esta ley protege la salud pública garantizando el suministro de agua potable de la nación, preservando los ríos, lagos, reservorios, manantiales y aguas subterráneas de la contaminación. La SDWA autoriza a la EPA a proteger estas fuentes de agua tanto de la contaminación natural como de las actividades humanas, trabajando en equipo con los Estados y municipios para garantizar el cumplimiento de estas normas. Un aspecto importante de esta ley, es que estableció un marco para el control de inyección subterránea UIC por sus siglas en inglés (Underground Injection Control) para los residuos líquidos, con el objetivo de prevenir que se inyecten residuos contaminantes líquidos en fuentes de agua potable subterráneas USDW (Underground Sources of Drinking Water). El programa UIC (Underground Injection Control) establece los requisitos para ubicar, construir y operar adecuadamente los pozos y así minimizar los posibles riesgos a las fuentes de aguas subterráneas potables.

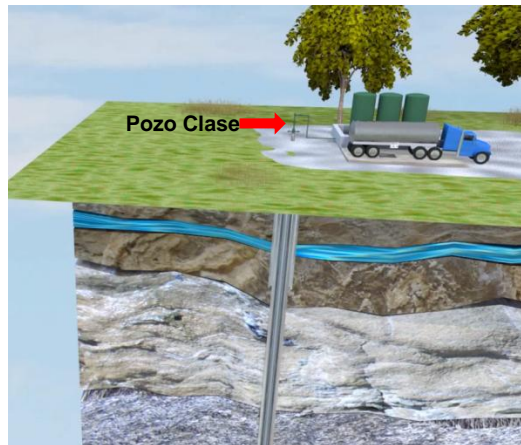
La EPA y los Estados implementan este programa de control de inyección subterránea, el cual establece normas para las prácticas seguras de inyección de residuos y la prohibición de ciertos tipos de inyección, ofreciendo así garantías de protección a los pozos de agua potable subterráneos. Para propósitos de cumplir con esta regla, la EPA clasificó cinco clases de pozos de inyección subterránea y una sexta clasificación bajo consideración.

1. Pozos Clase I: es para inyectar fluidos peligrosos y no peligrosos (desechos industriales y municipales) en formaciones aisladas debajo de los pozos de agua potable subterráneos. Debido a que se puede inyectar residuos peligrosos, esta clase de pozos son los más estrictamente regulados y se regulan además por la Ley de Conservación y Recuperación de Recursos RCRA (Resource Conservation and Recovery Act).

2. Pozos Clase II: pueden inyectar salmueras y otros fluidos asociados con la producción de petróleo y gas (figura 30). La mayoría de fluidos inyectados son los

llevados a superficie en el proceso de producción de petróleo y gas. Hay tres tipos de pozos clase II, pozos para la recuperación mejorada de hidrocarburos que son los pozos que son utilizados para la recuperación secundaria y terciaria. El programa UIC no regula los pozos que son utilizados para la producción de petróleo, sin embargo la EPA tiene la autoridad para regular los pozos que utilizan el fracturamiento hidráulico, solo cuando estos usan combustible diésel como parte del fluido de fracturamiento (obteniendo un permiso otorgado por la EPA). El segundo tipo de pozo, son los pozos de eliminación que son aquellos donde se inyecta todos los fluidos que son producidos por las operaciones de petróleo y gas. El último tipo de pozo de esta clasificación son los pozos de almacenamiento de hidrocarburos que son almacenados como parte de la reserva estratégica de los Estados Unidos.

Figura 30. Eliminación de Fluidos de desecho (Brine), en un pozo clase II.



Fuente: Modificado de: <http://oilandgas.ohiodnr.gov/shale>

3. Pozos Clase III: Pozos que podrían inyectar fluidos asociados con la solución de la minería de minerales.

4. Pozos Clase IV: estos tipos de pozos eran utilizados para inyectar desechos peligrosos o radiactivos en o por encima de un pozo de agua potable subterráneo, pero desde 1984 la EPA prohibió este uso en los pozos clase VI, ahora son

utilizados para limpiar el agua subterránea que ha sido contaminada por productos químicos y peligrosos⁶⁷.

5. Pozos Clase V: incluye toda inyección subterránea no incluida en las categorías I-IV. Generalmente, la mayoría de pozos Clase V inyectan fluidos no peligrosos en o por encima de los pozos de agua potable subterráneos. Las prácticas de inyección o pozos que no están cubiertos por el Programa de UIC son los sistemas sépticos residenciales, y pozos negros, así como no residenciales sistemas sépticos y pozos negros que abastezca a menos de 20 personas.

6. Pozos Clase VI: se han propuesto específicamente para la inyección de CO_2 , para su almacenamiento a largo plazo o para el secuestro geológico. Este último se refiere a inyectar el CO_2 con el objetivo de reducir las emisiones a la atmósfera y ayudar a mitigar el cambio climático.⁶⁸

La mayoría de los pozos de inyección asociadas a la producción de petróleo y gas son de clase II. Estos pozos pueden ser utilizados para inyectar el agua y otros fluidos (por ejemplo, CO_2 líquido) en zonas de petróleo y de gas, también para la recuperación mejorada de hidrocarburos, o para disponer el agua producida de un fracturamiento hidráulico. Los fluidos inyectados no deben poner en peligro o tener el potencial de poner en peligro, el suplemento de agua pública actual y futura. Todos los pozos de inyección requieren autorización en virtud de las normas generales o permisos específicos.

Esta ley permite que los Estados tengan autoridad de aplicación (primacía) por la diversidad geológica, hidrológica, y las diferentes condiciones que posee cada Estado. Hasta la fecha, 40 Estados han obtenido la primacía para los pozos de inyección clase II. Los que no poseen la primacía, la EPA los administra bajo el programa UIC.

⁶⁷ Disponible en: http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/wells_class4.cfm. Fecha de consulta: Marzo de 2013

⁶⁸ Disponible en: <http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class6/gclass6wells.cfm>. Fecha de consulta: Abril de 2013

En general, la EPA es la agencia federal responsable de administrar la ley federal y estatal de agua potable SDWA (que regula toda la inyección subterránea), pero en el caso donde son los propios Estados quienes regulan bajo esta ley, la EPA responsabiliza a cada estado por la regulación de sus aguas potables.⁶⁹

La ley de Política Energética del 2005 sancionada por el presidente Bush y enmendada por el congreso de los E.E.U.U., aclaró la definición de inyección subterránea bajo la Ley de Agua Potable Segura (SDWA). Debido a que los opositores del fracturamiento hidráulico han malinterpretado esta aclaración insistiendo en que el fracturamiento hidráulico siempre estuvo regulado bajo la ley SDWA, y que ahora se encontraba exento, y han designado a esto "la escapatoria de Halliburton". Pero la ley de política energética aclara que el fracturamiento hidráulico nunca fue reglamentado bajo la Ley de Agua Potable. Esta aclaración era para confirmar la exclusión de la inyección de fluidos o agentes apuntalantes (con excepción de los combustibles diesel) en las operaciones de fracturamiento hidráulico" (Congreso de los EE.UU. 2005). Por lo tanto, la EPA queda sin la autoridad para que mediante la SDWA pueda regular el fracturamiento hidráulico, excepto cuando se usa el combustible diésel. En mayo de 2012, la EPA publicó en su página web el proyecto guía para permitir las operaciones de fracturamiento hidráulico con diésel. No obstante, debido a la presión pública, más la inconformidad de algunos congresistas, se consiguió que el congreso autorizara a la EPA para que iniciara un segundo estudio en 2010 para determinar si el fracturamiento hidráulico puede llegar a afectar los recursos de agua potable subterránea, la salud pública, y los impactos ambientales en las áreas donde se lleva la explotación de shale gas. Los resultados de este estudio son esperados para el 2014⁷⁰.

⁶⁹ Shale Gas Developments in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry

⁷⁰ Shale Gas Developments in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry. State and Federal Regulation of Hydraulic Fracturing: A Comparative Analysis. Hydraulic Fracturing and Safe Drinking Water Act Regulatory Issues, Congressional Research Service 2013

3.1.3 Ley de Responsabilidad de Fracturamiento y Conciencia de los Químicos o ley FRAC. En el 2009 se presentó un proyecto de ley llamado la Ley de Responsabilidad de Fracturamiento y Conciencia de los Químicos o la ley FRAC por sus siglas en inglés (Fracturing Responsibility and Awareness of Chemicals Act), la cual perseguía cambiar la definición de inyección subterránea, y exigir la divulgación de los fluidos utilizados en el fracturamiento hidráulico, pero a pesar del respaldo de varios congresistas no logró pasar. Algunos miembros del Congreso han expresado recientemente su intención de volver a introducir esta ley en el Congreso, esperando una fuerte oposición por parte de la industria del gas natural⁷¹. A falta de nueva regulación federal, los Estados continuaron con las regulaciones ambientales existentes de petróleo y gas para manejar el desarrollo del shale gas, así como introducir regulaciones individuales por Estado para el fracturamiento hidráulico mientras el estudio de la EPA genera resultados.⁷²

3.1.4 La Ley de Contaminación por Hidrocarburos de 1990-OPA. Control de Prevención de Derrames y Contramedidas. Los derrames de petróleo ponen en peligro la salud pública, impacta el agua potable, devasta los recursos naturales, e interrumpe la economía. En Estados Unidos se utiliza grandes cantidades de aceites para calentar casas, combustible para automóviles, y para operar varias piezas de diferentes equipos. Durante el almacenamiento, el transporte, o como resultado de las actividades de exploración y producción de petróleo y gas se derrama a veces en la tierra o dentro de las corrientes de agua. Cuando esto ocurre, la salud humana y la calidad ambiental se ponen en riesgo. Por lo que el propósito de la ley de Contaminación por hidrocarburo OPA (Oil Pollution Act) es ayudar a las instalaciones a prevenir descargas de hidrocarburos dentro de corrientes de aguas o costas adyacentes.

⁷¹ Shale Gas Developments in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry

⁷² Water and Shale Gas Development-2012

Tanto la Ley de Agua Limpia CWA como la Ley de Contaminación por hidrocarburo OPA, contienen reglamentaciones y responsabilidades para las disposiciones de los fluidos producidos, los cuales son diseñados para reducir el daño de los recursos naturales por derrames de hidrocarburo. La OPA establece requisitos de prevención de derrames, obligación de reportar derrames, y la planeación de respuestas rápidas frente a derrames en aguas superficiales, o cualquier otro recurso natural. Por lo tanto esta ley exige la creación e implementación de planes de respuestas.

Para la prevención, control y contramedidas frente a un derrame la EPA promulgó regulaciones bajo esta ley, las cuales especifican que:

1. Los planes de prevención, control y contramedidas en un derrame debe ser preparado, certificado e implementado en todos los procesos de perforación, producción, refinería del crudo, y procesos de distribución.
2. Las instalaciones deben establecer procedimientos y métodos e instalar el equipo adecuado para prevenir la liberación de hidrocarburos.
3. Las instalaciones deben capacitar adecuadamente al personal para responder efectivamente frente a derrames de hidrocarburos.
4. Además estas instalaciones deben también tener un plan que describa los pasos para contener, limpiar y mitigar cualquier efecto que un derrame de hidrocarburos pueda generar sobre cursos de agua.

En general, un plan de prevención, control y contramedidas frente a un derrame de hidrocarburos, es un documento de un sitio específico que describe las medidas adoptadas por el dueño de la instalación para evitar los derrames de hidrocarburos y si es el caso, para contener los derrames y limpiarlos. También incluye información acerca de la instalación, el almacenamiento del hidrocarburo, inspecciones, y un diagrama del sitio con la ubicación de los tanques, y otros detalles pertinentes. Sin embargo, esta ley solo cubre a todos los tipos de hidrocarburos, pero para el caso del shale gas solo le aplica cuando estos

exceden la capacidad de almacenamiento sobre la tierra de 1,320 galones (31,4 bbls), o excede la capacidad de almacenamiento bajo tierra de 42,000 galones (1,000 bbls).

3.1.5 Ley del Aire Limpio CAA. Los impactos en la calidad del aire están regulados por la Ley del Aire Limpio CAA por sus siglas en inglés (Clean Air Act). Esta ley establece normas nacionales sobre las emisiones de contaminantes y requiere de permisos para algunas operaciones industriales.

La ley de aire limpio CAA es el medio principal por el cual la EPA regula las emisiones potenciales que pueden afectar la calidad del aire. Estas regulaciones normalmente no incluyen excepciones para el tamaño, tiempo y tipo de operación de una compañía. Las emisiones al aire, sus regulaciones y los controles asociados a estas emisiones en las operaciones de Shale gas no son diferentes a las de cualquier otro tipo de operación de gas natural, aunque existan diferencias en la ubicación de estos pozos (áreas con mejor calidad del aire que otras), o en la producción de un gas húmedo en los plays de Shale, o en los niveles de sulfuro del gas. Las áreas geográficas que no cumplen las normas del aire limpio de la EPA son denominadas áreas de incumplimiento, este es el caso del play de Shale de Barnett, donde muchos de estos pozos se encuentran en o cerca del área de Dallas-Fort Worth, llevando a cabo sus actividades con más regulaciones estrictas que las normales.

La EPA ha establecido normas nacionales de emisión para contaminantes peligrosos del aire, las cuales son uniformes a nivel nacional. En 2007, la EPA implementó una nueva norma denominada normas de máxima tecnología de control para contaminantes peligrosos del aire, limitando este tipo de emisiones principalmente la del benceno, durante el proceso de deshidratación con glicol, en los tanques de almacenamiento y las fugas de los equipos.

La EPA no tiene la suficiente capacidad operativa para regular todas las fuentes de emisión de la nación, por lo que delega esta autoridad a los Estados, los cuales deben generar normas más estrictas que las federales.

- **Permisos del Aire**

Los permisos del aire son documentos legales que los dueños de las instalaciones y los operadores deben cumplir. El permiso especifica que construcción es permitida, los límites de emisiones, como deben operar las fuentes de emisiones, las condiciones específicas para monitorear, como se deben mantener los registros, y los requisitos para los reportes, para asegurar el cumplimiento continuo.

Los productores de Shale gas pueden necesitar permisos de la calidad del aire para un número de fuentes de emisiones, incluyendo los motores de compresión de gas, de los deshidratadores de glicol y de los quemadores de gas.

La responsabilidad de obtener un permiso para una compañía no termina solo con la adquisición de este. Si una compañía realiza un cambio sobre sus operaciones las cuales generan un impacto en las emisiones a la atmósfera, antes de realizar cualquier cambio, la compañía debe anunciar esta situación para que le modifiquen su permiso.

3.1.6 Ley de Recuperación y Conservación de Recursos (RCRA). El impacto en la tierra generado por las operaciones de Shale gas incluyen la deposición de residuos sólidos y las alteraciones superficiales de la tierra, que pueden afectar el paisaje visual o pueda afectar la vida silvestre. Las operaciones en tierras federales son un caso especial con requerimientos únicos.

La ley de recuperación y conservación de recursos RCRA (Resource Conservation and Recovery Act) se creó para hacer frente a los crecientes problemas del incremento de volumen de desechos municipales e industriales. La RCRA tiene como objetivo proteger la salud humana y el medio ambiente, conservando los recursos y reduciendo la cantidad de desechos. Esta ley estableció un programa federal para manejar los desechos peligrosos desde que se generan hasta su eliminación, para garantizar que estos sean manejados de una manera adecuada. Sin embargo la EPA en 1987, emitió un reporte al congreso sobre un estudio realizado sobre el manejo, volumen y toxicidad de los desechos generados por la industria del petróleo y gas, en donde indicó que el control de los desechos de la exploración y producción bajo la ley RCRA no era necesario ya que su toxicidad no era tan alta, basándose en el hecho de que existían otros programas federales y estatales suficientes para proteger la salud humana y el medio ambiente. En lugar de la regulación RCRA, la EPA implementó una estrategia con tres puntos:

1. mejorar otros programas federales bajo autoridades existentes
2. trabajar con los Estados para mejorar algunos programas
3. trabajar con el congreso para desarrollar cualquier estatuto adicional legal que puedan ser requeridos.

En general estos desechos han quedado exentos de la Ley RCRA, pero no del control bajo las regulaciones de estatales u otras regulaciones federales como la ley del Aire Limpio, la Ley del Agua Potable Segura y/o la Ley de Contaminación por hidrocarburos, u otras.

En 1989, la EPA trabajo junto la Comisión Compacta Interestatal de Petróleo y Gas IOGCC por sus siglas en inglés (the Interstate Oil and Gas Compact Commission), con las autoridades reguladoras estatales, con representantes de la industria, y grupos ambientales reconocidos nacionalmente para establecer un consejo con el propósito de revisar los programas estatales sobre el manejo de

desechos generados por la exploración y producción del petróleo y gas, y desarrollar lineamientos o guías que describieran elementos necesarios para la efectividad de los programas estatales. Esta organización sin ánimo de lucro fue llamada STRONGER por sus siglas en inglés (State Review of Oil and Natural Gas Environmental Regulation), cuyo propósito es asistir a los Estados en la documentación de las regulaciones ambientales asociados con la exploración, desarrollo y producción del petróleo y gas natural. Estas guías son utilizadas para revisar los programas de los Estados, que voluntariamente permitan ser revisados frente a los lineamientos de STRONGER, el cual hará posteriores recomendaciones para mejorar sus programas estatales.

La EPA, el Departamento de Energía de los E.E.U.U., y el Instituto Americano del Petróleo API por sus siglas en inglés (American Petroleum Institute) proporcionan los recursos para el sostenimiento de las actividades de esta entidad.

3.1.7 Ley de Especies en Peligro ESA. La ley de especies o ESA por sus siglas en inglés (Endangered Species Act) en peligro protege a las plantas y los animales que son listados por el gobierno federal como amenazado o en peligro. En las actividades del petróleo y gas es ilegal que modifiquen significativamente su hábitat, y en especial si es un animal en vía de extinción. Esta ley impone un deber sobre las agencias federales para asegurar que sus acciones (incluyendo sus permisos) no representan una amenaza para la supervivencia de una especie en la lista (planta o animal) o dar lugar a la destrucción o modificación del hábitat. Esta ley permite la captura de especies en peligro, pero solo con un permiso especial.

3.2 REGULACIÓN ESTATAL

Estas agencias estatales no sólo aplican y hacen cumplir las leyes federales, sino que también tienen que hacer cumplir sus propios sistemas de leyes estatales.

Normalmente estas agencias adicionan requisitos y niveles de protección ambiental a los del gobierno, varios Estados pueden también tener sus propias versiones de la ley federal de Política Nacional Ambiental NEPA.

Los Estados tienen muchas herramientas a su disposición para asegurar que las operaciones de Shale gas no repercutan negativamente al medio ambiente, teniendo amplias facultades para regular, autorizar y hacer cumplir todas las actividades de perforación, fracturamiento hidráulico, las operaciones de producción, manejo y disposición de los residuos, además del cierre y abandono del pozo. Algunos Estados tienen varias agencias para supervisar el cumplimiento de su reglamentación (en especial las relacionadas con el medio ambiente) en las operaciones de petróleo y gas, por ejemplo en el Estado de Ohio se encuentra el Departamento de Recursos Naturales Estatal, en el Estado de Pennsylvania se encuentra el Departamento de Protección Ambiental, y en el caso de Texas se encuentra la Comisión de Ferrocarriles de Texas. Todas estas entidades estatales tienen diferentes nombres y estructuras organizacionales pero sus funciones son muy similares, se encargan de supervisar y hacer cumplir las regulaciones del Estado al que pertenecen.

Algunos Estados tienen diferentes enfoques para la regulación y ejecución de sus regulaciones, teniendo autoridad cada agencia de petróleo y gas estatal para exigir a las compañías operadoras todo lo que sea necesario para proteger la salud humana y el medio ambiente.

La mayor parte de los requisitos del estado se escriben en las normas o reglamentos, pero otros son añadidos a los permisos dependiendo de los resultados de las inspecciones del terreno, revisión ambiental, y comentarios públicos en audiencias. Todos los Estados exigen un permiso antes de que un operador pueda perforar y explotar un pozo de gas. La solicitud de este permiso incluye toda la información sobre la ubicación de un pozo, construcción y

operación. El personal de la agencia revisa la solicitud para asegurar que cumpla con toda la normativa, y que asegura la adecuada protección del medio ambiente.

Algunos requisitos adicionales a las operaciones petróleo y gas pueden ser impuestas como complemento a aquellos exigidos a nivel federal o estatal. Cuando las operaciones se producen en o cerca de áreas pobladas, los gobiernos locales pueden establecer ordenanzas para proteger el medio ambiente y el bienestar general de sus ciudadanos. Estas ordenanzas locales frecuentemente requieren permisos adicionales para situaciones tales como nivel de ruido cerca de zonas urbanizadas o zonas protegidas, Por ejemplo, las ordenanzas puede establecer límites sobre los niveles de ruido que se pueden generar en las operaciones tanto de día como de noche.

Además en algunas áreas han establecido autoridades regionales para regularlos retiros de agua y las descargas dentro de las cuencas fluviales. Por ejemplo, la comisión de la cuenca del río Susquehanna en Pennsylvania y la comisión de la cuenca del río Delaware in New York exigen a las compañías que buscan retirar el agua de los sistemas fluviales obtener primero un permiso, en especial por las operaciones de fracturamiento hidráulico que se llevan a cabo en el Shale de Marcellus.

Las agencias estatales son los principales organismos que se encargan de exigir la aplicación de los reglamentos para mantener la calidad del agua, a través de inspectores los cuales realizan visitas en los sitios donde se encuentran los pozos de petróleo y gas. Cuando ocurre una violación, imponen sanciones contra el infractor, sanciones que pueden ser multas hasta la anulación del permiso, e incluso sanciones penales en casos extremadamente graves por las autoridades pertinentes en cada Estado como las comisiones. Además de las multas y sanciones, las compañías que contaminan las aguas superficiales o subterráneas deben limpiar y remediar la contaminación que han causado.

Además de esto, la mayoría de los Estados requieren que los operadores depositen una fianza u otra garantía financiera para cubrir cualquier incidente en el futuro. Otra medida de seguridad que exige cada entidad estatal es que los operadores les notifiquen cualquier nueva actividad solicitando un nuevo permiso, con la finalidad de que las agencias puedan revisar y autorizar. Los Estados también implementan revisiones, que voluntariamente las compañías permiten que realicen, para cumplir con los programas estatales.

El Consejo de Protección de Aguas Subterráneas GWPC por sus siglas en inglés (The Ground Water Protection Council), maneja un programa que se encarga de revisar el manejo de la implementación del control de inyección subterránea UIC (Underground Injection Control) por parte de las compañías. Además del programa UIC del GWPC, la organización STRONGER puede revisar periódicamente otros programas ambientales estatales de petróleo y gas con excepción de la UIC para mejorar la eficacia de estas regulaciones.

- **En tierras Federales**

La Oficina de Administración de Tierras (BLM) del departamento interior de los U.S. es responsable de permitir y manejar las actividades de exploración y desarrollo de petróleo y gas en tierras federales (parques nacionales, bosques nacionales, instalaciones militares) y públicas. Las compañías deben considerar la protección de los recursos durante todo el proceso de planeación del uso de la tierra si requieren aplicar al permiso del BLM, el cual después de otorgar el permiso a las compañías se encarga de asegurar el cumplimiento de la reglamentación y de las estipulaciones establecidas a través de los programas de inspección, vigilancia y monitoreo.

- **Tierras Estatales:**

El manejo de las tierras estatales (parques estatales) varía de un Estado a otro, en la mayoría de estos la concesión de explotación de minerales (arrendamiento) se dan en subastas.

3.3 OTRAS LEYES FEDERALES Y REQUISITOS QUE PROTEGEN EL MEDIO AMBIENTE

3.3.1 Ley de Responsabilidad, Compensación, y Respuesta Ambiental Integral CERCLA. La ley de responsabilidad, compensación y respuesta ambiental integral CERCLA (Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act) creó un impuesto a las industrias químicas y petroleras e impuso una responsabilidad por cualquier liberación de sustancias tóxicas y peligrosas que puedan poner en peligro la salud pública y el medio ambiente. La ley CERCLA estableció prohibiciones y requisitos concernientes con los sitios de desechos cerrados y abandonados, y estableció un fondo de garantías para proporcionar limpieza cuando la parte responsable no es identificada. Además de estos fondos esta ley exige que la compañía responsable notifique al instante al Centro de Respuesta Nacional, cuando ocurra una liberación o derrame de sustancias peligrosas que igualan o sobrepasan los límites establecidos para el químico liberado o derramado. Sin embargo, esta ley no considera peligroso ni el crudo, ni el gas natural, pero en el caso del Shale gas, si se considera peligroso los químicos utilizados en el fracturamiento hidráulico. Esta ley no exime los reportes requeridos por la ley de Plan de Emergencia y Conocimiento por la comunidad (EPCRA). Aunque esta ley federal exime estas sustancias, muchos estados tienen requisitos diferentes respecto a las sustancias peligrosas, y pueden requerir la notificación de las emisiones de estos materiales exentos bajo la ley CERCLA.

3.3.2 Ley de Plan de Emergencia y Conocimiento por la comunidad EPCRA.

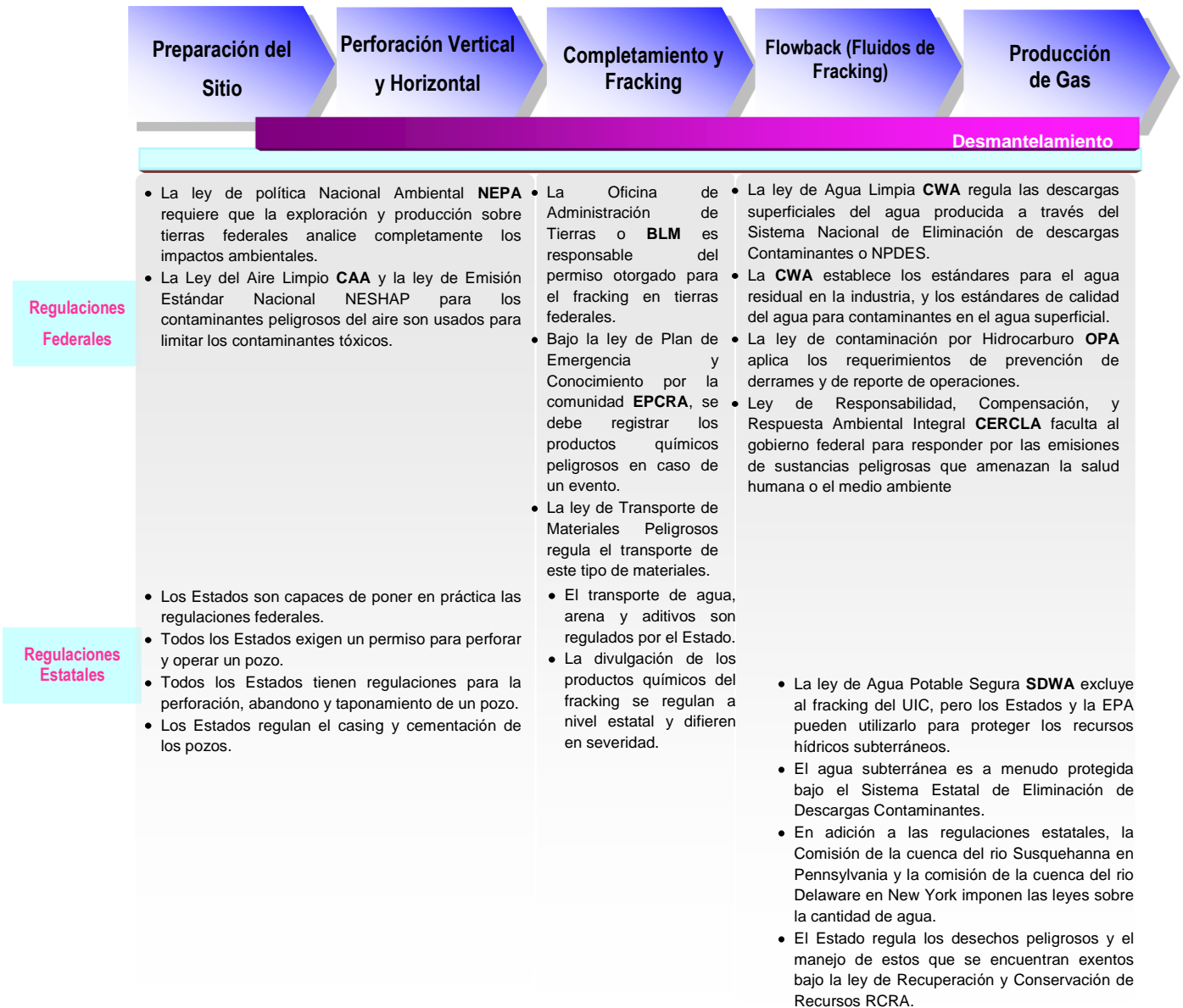
La ley de Plan de Emergencia y Conocimiento por la comunidad o EPCRA por sus siglas en inglés (Emergency Planning and Community Rightto Know Act), establece requisitos de planificación de emergencias y el derecho de la comunidad a la información sobre los productos tóxicos y peligrosos en las instalaciones, junto con sus usos y posibles emisiones al medio ambiente. Esta ley autoriza a la EPA para que publique una base de datos con información sobre estas sustancias utilizadas en diferentes industrias en su página web. Sin embargo hasta la fecha, la EPA no ha incluido a su lista pública la industria del petróleo y gas por no considerarla una industria prioritaria para el control. Esto es debido a que las compañías petroleras voluntariamente han presentado esta información frente al Estado, y el estado lo ha puesto a disposición del público. Además, la EPA considera que es demasiada información de los cientos de miles de sitios de petróleo y gas y esto sobrecargaría el sistema de base de datos con la enorme cantidad de información presentada. No obstante, si las liberaciones o derrames de productos de petróleo exceden los límites permitidos por esta ley, estos deben ser reportados así estén en la lista de exentos de la CERCLA. En el caso de las operaciones del shale gas ciertos químicos utilizados durante el fracturamiento hidráulico son considerados extremadamente peligrosos, sin embargo como estos son traídos a las instalaciones por pocos días no están cobijados por esta regulación.

3.3.3 Ley de Seguridad y Salud Ocupacional OSHA.

Bajo la ley de Seguridad y Salud Ocupacional OSHA (Occupational Safety and Health Act), los empleadores son los responsables de proveer un lugar de trabajo seguro y saludable a sus empleados. La OSHA establece normas de cumplimiento, promoviendo capacitaciones, estableciendo asociaciones y promoviendo un proceso continuo de mejoramiento en los lugares de trabajo. La OSHA ha desarrollado normas específicas para reducir los riesgos potenciales de seguridad y salud en sitios de perforación, mantenimiento y almacenamiento del petróleo y gas.

A continuación se muestra un mapa general con las principales regulaciones que cubren los diferentes aspectos en el desarrollo y producción del shale gas (figura 31), las cuales se combinan para manejar cualquier impacto potencial sobre el medio ambiente y el suministro de agua.

Figura31. Esquema general de las regulación Federal y Estatal del Shale Gas.



Modificado de: Water and Shale Gas Development, Accenture, 2012

3.4 PROCESO DE DESARROLLO DEL SHALE GAS Y LA PROTECCIÓN DEL AGUA

El gas natural es una parte importante del suministro energético de la nación. Los requisitos reglamentarios son principalmente dirigidos por las agencias estatales 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 destinadas para proteger el agua incluyen desde el permiso para construir y perforar los pozos, el manejo de los fluidos de desechos, abandono y cierre de los pozos⁷³.

3.4.1 Permiso. El estado delega la autoridad para exigir los permisos a una comisión de petróleo 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 Estado⁷⁴.

3.4.2 Construcción del Pozo. Las normas actuales para las tuberías de revestimiento fueron establecidas por el 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 casing, incluyendo el casing de superficie y el casing de producción son instaladas y cementadas dentro del pozo bajo los requerimientos específicos del

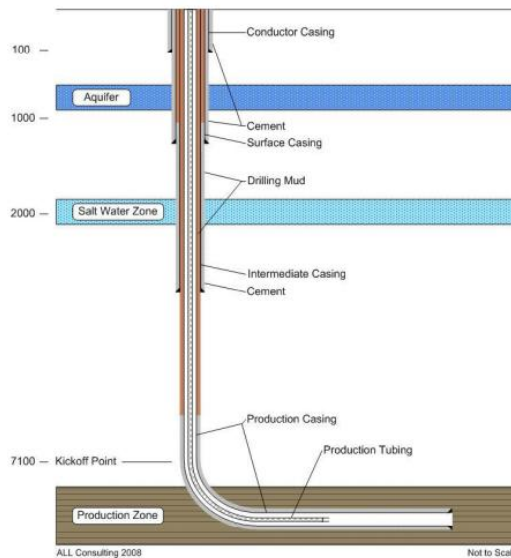
⁷³ State Oil And Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources, mayo 2009

⁷⁴ Modern Shale Gas Development In The United States: A Primer, Abril 2009

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 consideran que generalmente tienen cuatro componentes principales: casing conductor, casing de superficie, casing intermedio y casing de producción (figura 32).

Figura32. 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 ese 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 mantienen⁷⁵.

⁷⁵ Hydraulic Fracturing Operations Well Construction and Integrity Guidelines, API Guidance Document Hf1 First Edition, October 2009

En general, el casing de los pozos de crudo o gas, ya sean vertical u horizontal, se lleva a cabo en múltiples etapas usando casing desde diámetros más grande hasta un casing con diámetro más pequeño. El primer casing 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 casing conductor, continúa el casing de 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 casing de superficie, entre el hueco y la superficie de este casing (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 casing 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 superficie⁷⁶.

Después de que el casing de superficie ha sido establecido y cementado adecuadamente, se inicia la siguiente perforación para establecer el casing 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 casing 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 casing intermedio para proporcionar un adecuado aislamiento, si la cadena de casing de superficie y la cementación cubre toda la zona de acuífero. Asimismo, no es recomendable cementar este casing si existe algún riesgo de pérdida de circulación. Dependiendo del diseño puede ser apropiado correr un registro de adherencia del cemento o CBL por sus siglas en inglés (Cement Bond Log) u otra herramienta

⁷⁶ Ibid

que determine el estado del cemento. Además, después de perforar el casing intermedio más un intervalo corto de profundidad, debajo de la zapata del casing se debe correr una prueba de presión en la 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)⁷⁷.

Después de establecer el casing 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 casing es establecido con cemento usando el mismo método que en el casing de superficie y el casing intermedio, aunque algunos Estados requieren la completa circulación de cemento desde la base al tope del casing 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 casing 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 casing 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 casing si no se hace apropiadamente⁷⁸.

En algunos casos cuando la broca se ha desviado de la vertical, se utilizan casing centralizadores para asegurar que el casing este bien centrado antes de cementar. El propósito del casing de producción es impedir la migración de crudo o gas

⁷⁷ Ibid

⁷⁸ Ibid

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 casing de producción corriendo una herramienta de presión en el casing 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.

La profundidad de cada secuencia de casing debe ser determinado 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 casing de superficie es la primera línea de defensa junto con el casing 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 horizontal⁷⁹. 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 horizontal⁸⁰.

⁷⁹ State Oil And Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources, mayo 2009

⁸⁰ Ibid

En algunos Estados es común que personal del Estado presencie la ejecución y la cementación de las sartas de revestimiento, mientras que otros Estados revisan el informe final con los detalles de todo el procedimiento llevado a cabo en el pozo horizontal⁸¹.

3.4.2.1 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.

3.4.2.2 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 shale, 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 hidráulico⁸².

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.

⁸¹ Ibid

⁸² Hydraulic Fracturing Operations Well Construction and Integrity Guidelines, API Guidance Document Hf1 First Edition, October 2009

Durante el fracturamiento hidráulico, fluidos de fracturamiento son bombeados dentro del casing 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 tratamiento⁸³.

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.

⁸³Ibid

- **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 el cual se requiere aproximadamente entre dos y cinco millones de galones por pozo⁸⁴, 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 shale gas 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 casing, 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 abiertas⁸⁵.

El número de aditivos químicos en un típico tratamiento de fracturamiento varía dependiendo de las condiciones específicas del pozo que está siendo fracturado⁸⁶.

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.

⁸⁴ Disponible en: <http://cleanwater.org/page/fracking-process>. Fecha de consulta: Abril de 2013

⁸⁵ State Oil And Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources, mayo 2009

⁸⁶ Modern Shale Gas Development in the United States: un Primer, 2009

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 propósito⁸⁷.

3.4.3 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 acuíferos⁸⁸.

Una vez que un pozo ya no esté produciendo debe quedar fuera de servicio y sellado. En algunos casos el casing de producción se retira y se deja el casing 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 poroso⁸⁹. 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

⁸⁷ Ibid

⁸⁸ Ibid

⁸⁹ Marcellus Shale Gas Well Drilling: Regulations to Protect Water Supplies in Pennsylvania, Penn State Extension, 2011

Estados los requisitos y métodos para taponar los pozos son muy específicos, mientras que en otros los requisitos son más generales⁹⁰.

⁹⁰ Op. Cit

4. CONCLUSIONES

1. El desarrollo y producción de gas natural proveniente de shale gas, involucra una serie de prácticas operativas que han generado diversas preocupaciones en el público en general. De acuerdo a diferentes investigaciones independientes realizadas por grupos ambientalistas, por la comunidad afectada, por organizaciones periodísticas no lucrativas, así como investigaciones no independientes, entre otras, han determinado que los posibles impactos generados al medio ambiente y a la salud humana son: el ruido, el agotamiento de los recursos hídricos por múltiples retiros, el daño a las carreteras por el tráfico de camiones, y principalmente las contaminaciones del agua potable subterránea y del aire.
2. Durante el viaje al Estado de Pennsylvania se tuvo la oportunidad de observar que los posibles y mayores impactos ambientales generados sobre la comunidad residente cerca a los sitios de operación, eran principalmente la contaminación de los pozos de agua potable subterránea, así como la contaminación del aire con emisiones de gases tóxicos. Estos impactos ambientales negativos no solo provienen de utilizar la técnica de fracturamiento hidráulico, igualmente proceden de otras actividades durante el desarrollo y producción del gas natural, tales como: la combustión del diésel que es utilizado en las bombas y motores de los equipos de operación de shale gas y en el tráfico de camiones que transportan todo tipo de fluido y sólidos, así como también por las emisiones tóxicas de las piscinas que almacenan el Flowback, y por el uso de los quemadores de gas. El riesgo de contaminar el agua potable subterránea se genera por: las malas prácticas de cementación, por las operaciones de fracturamiento hidráulico, así como por el cierre defectuoso de un pozo.
3. Todas las leyes federales en los EEUU que se aplican a las actividades de producción de petróleo y gas convencional también se aplican a la explotación

de shale gas, asimismo cada Estado puede ejercer sus propias versiones de las regulaciones federales, esto debido a que estos tienen la capacidad de proporcionar un mayor nivel de protección del medio ambiente a sus ciudadanos y a sus alrededores, en lugar de leyes federales que muy posiblemente no se ajustan a las necesidades de cada región. Sin embargo, dependiendo de los resultados que proporcione en el 2014 el estudio llevado a cabo por la EPA sobre la posible contaminación del agua potable subterránea, el gobierno decidirá nuevas reglamentaciones federales para las operaciones del shale gas.

4. Mientras nuevas reglamentaciones específicas para las actividades de exploración y explotación del shale gas son establecidas en los Estados Unidos, algunas compañías de gas se encuentran trabajando en mitigar los efectos negativos sobre el medio ambiente y la salud pública, mediante el uso de mejores prácticas ingenieriles y tecnológicas de operación en campo, que ellos mismos por iniciativa propia han iniciado, con el ánimo de proteger los suministros de agua, preservar la calidad del aire y asegurando que los residuos de perforación y producción sean desechados correctamente, los cuales son una de las mayores preocupaciones por parte de la comunidad. Estas mejores prácticas pueden aumentar el costo de producción del shale gas, disminuyendo la rentabilidad de la operación, pero a su vez disminuyen el irreversible costo ambiental, pudiendo obtenerse el beneficio energético del gas desde los yacimientos de shale con responsabilidad social.
5. En el caso de Norte América se han cometido algunos errores en cuanto a la regulación del shale gas, pero el principal error fue colocar la explotación no convencional bajo las mismas regulaciones de los convencionales, hecho que hasta ahora ha dejado claro que requiere una legislación específica por el uso masivo del fracturamiento hidráulico que es la técnica económicamente viable para este tipo de explotación, pero a su vez ha sido una técnica que ha generado problemas ambientales que nadie había realmente calculado, por esta misma razón antes de otorgar permisos de producción en Colombia, una

completa regulación debe ser establecida, ya que estos daños son irreversibles.

5. RECOMENDACIONES

Para un próximo trabajo de grado sobre este tema se debe tener en cuenta las siguientes sugerencias:

- En el caso de Norte América se han cometido algunos errores en cuanto a la regulación del shale gas, pero el principal error fue colocar la explotación no convencional bajo las mismas regulaciones de los convencionales, hecho que hasta ahora ha dejado claro que requiere una legislación específica por el uso masivo del fracturamiento hidráulico que es la técnica económicamente viable para este tipo de explotación, pero a su vez ha sido una técnica que ha generado problemas ambientales que nadie había realmente calculado, por esta misma razón antes de otorgar permisos de producción en Colombia, una completa regulación debe ser establecida, ya que estos daños son irreversibles.
- Se recomienda realizar un estudio sobre técnicas alternativas o mejoras en los sistemas actuales de tratamiento del agua producida de un fracturamiento hidráulico, con el objetivo de disminuir los altos niveles de salinidad y concentración de sólidos, entre otras sustancias, recuperando así una mayor cantidad de agua reciclada, y disminuyendo el uso de agua fresca en las operaciones de fracking.
- Profundizar sobre las nuevas regulaciones federales de EEUU que puedan ser establecidas con base al estudio de la EPA, considerando así mismo las multas impuestas a las compañías de gas, las cuales deben ser coherentes con las violaciones ambientales cometidas por las mismas. Ejemplo de esto es que la multa actual en el estado de Pensilvania por dejar abandonado un pozo de explotación sin cerrarlo adecuadamente es de aproximadamente \$250,000

dólares mientras que el cerrarlo debidamente cuesta al productor alrededor de un millón de dólares.

Todas estas recomendaciones deben evaluarse detalladamente para lograr obtener un mayor beneficio de conocimiento del tema y con ello alcanzar un desarrollo adecuado de este recurso en Colombia protegiendo así mismo el ambiente y la salud humana.

BIBLIOGRAFÍA

Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development, Zoback, Kitasei y Copithorne 2010

Air Quality Impacts from Natural Gas Extraction and Combustion, Electric Power Research Institute EPRI, 2012

BLANCO, A., VIVAS, J. "Shale Frac, un acercamiento a esta nueva tecnología", 2011

CAVAZZOLI, Gustavo. RACHID, Raúl. Evaluación y producción de gas no convencional-shale gas, 2010

Cumulative Impacts of Shale-Gas Water Management: Considerations and Challenges

Cumulative Impacts of Shale-Gas Water Management: Considerations and Challenges

Daniel, B. Bohm, D. Cornue, "Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development", SPE, 2009

Department Environmental Protection

Disponible en: www.epa.gov/hfstudy/index.html. Fecha de consulta: Enero 2013

Disponible en: <http://cleanwater.org/page/fracking-process>. Fecha de consulta: Enero 2013

Disponible en: <http://marcelluscoalition.org/marcellus-shale/production-processes/>.
Fecha de consulta: Febrero, 2013

Disponible en: <http://water.epa.gov/scitech/wastetech/guide/shale.cfm>. Fecha de
consulta: Febrero 2013

Disponible en: <http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class6/gsclass6wells.cfm>.
Fecha de consulta: Febrero de 2013

Disponible en: http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/wells_class4.cfm. Fecha
de consulta: Marzo 2013

Disponible en: http://www.aragonaire.es/ozone.php?n_action=health) (ozono y su
salud, EPA, 2000. Fecha de consulta: Junio 2013

Disponible en: <http://www.epa.gov/gasstar/basic-information/index.html>. Fecha de
consulta: Febrero 2013

Disponible en: <http://www.epa.gov/region8/superfund/wy/pavillion/>. Fecha de
consulta: Enero 2013

Disponible en: <http://www.health.state.mn.us>. Fecha de consulta: Junio 2013

Disponible en: <http://www.marcellus-shale.us/>. Fecha de consulta: Enero 2013

Disponible en: <http://www.portal.state.pa.us>. Fecha de consulta: Mayo 2013

Disponible en: <http://www.propublica.org>. Fecha de consulta: Diciembre 2012

Disponible en: www.blm.gov. Fecha de consulta: Febrero 2013

Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development

Extracción de gas no convencional y la fractura hidráulica en Burgos, 2012

Hydraulic Fracturing Operations Well Construction and Integrity Guidelines, API Guidance Document Hf1 First Edition, October 2009

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

Marcellus Shale Gas Well Drilling: Regulations to Protect Water Supplies in Pennsylvania, Penn State Extension, 2011

Modern Shale Gas Development in the United States: un Primer, 2009

Modern Shale Gas Development In The United States: A Primer, Abril 2009

National Pollutant Discharge Elimination System

Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA 2011

Recommendations for policy changes for Gas Drilling Near Schools, Ft. Worth League of Neighborhoods, 2011

Reseña bibliográfica: para más detalle mirar la ley 40 CFR

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

Shale Gas Developments in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry

Shale Gas Developments in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry

Shale Gas Developments in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry. State and Federal Regulation of Hydraulic Fracturing: A Comparative Analysis. Hydraulic Fracturing and Safe Drinking Water Act Regulatory Issues, Congressional Research Service 2013

Shale Gas Developments in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry

State and Federal Regulation of Hydraulic Fracturing: A Comparative Analysis
State Oil And Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources, mayo 2009

Study of Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

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

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

The Modern Practices of Hydraulic Fracturing: A Focus on Canadian Resources, All Consulting, 2012

Underground Injection Wells for Produced Water Disposal, Chesapeake Energy Corporation

Understanding the basics of gas Flaring, Ohio EPA, 2012

Water and Shale Gas Development-2012

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

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

Water's Journey Through the Shale Gas Drilling and Production Processes in the Mid-Atlantic Region, The Pennsylvania State University, 2012

What You Need to Know About Natural Gas Production, Ph.D. Theo Colborn