



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Propuesta de Regulación a
Actividades de
Fracturamiento Hidráulico en
México

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Moisés Tirado Sánchez

Mtro. Gaspar Franco Hernández



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



Índice

| | |
|--|-----------|
| Índice | 1 |
| Índice de Figuras | 4 |
| Índice de Diagramas | 6 |
| Índice de Gráficas | 7 |
| Índice de Tablas | 8 |
| Dedicatorias | 9 |
| Introducción | 11 |
| Capítulo 1 La Técnica del Fracturamiento Hidráulico y sus Beneficios | 14 |
| <i>Diferencia entre yacimientos convencionales y no convencionales</i> | 14 |
| Yacimientos Convencionales | 15 |
| Yacimientos no convencionales | 19 |
| <i>Técnica del Fracturamiento Hidráulico</i> | 22 |
| <i>El Fracturamiento Hidráulico en México</i> | 24 |
| <i>Recompensas del Fracturamiento Hidráulico</i> | 25 |
| Beneficios reflejados en Estados Unidos | 26 |
| Expectativas para México | 30 |
| Capítulo 2 Áreas de Oportunidad del Fracturamiento Hidráulico. Los Riesgos de Impacto | 34 |
| <i>Etapas del Proceso del Fracturamiento Hidráulico y sus Riesgos</i> | 36 |
| Primer Etapa: Extracción o Toma de Agua | 40 |
| Competencia por el agua y su disponibilidad | 42 |
| Riesgos por condiciones de sequía | 47 |
| Reservas de agua subterráneas | 49 |

| | |
|---|------------|
| Segunda Etapa: Mezclado con Químicos | 50 |
| Tercer Etapa: Inyección en el Pozo | 55 |
| Filtraciones a través de fracturas | 56 |
| Filtración a través del mecanismo de pozo..... | 61 |
| Actividad Sísmica..... | 64 |
| Cuarta Etapa: Producción de Fluido de Retorno..... | 66 |
| Quinta Etapa: Depósito del Fluido de Retorno y Reúso..... | 70 |
| Inyección en Pozos Letrina | 72 |
| Reinyección en nuevas actividades de fracturamiento..... | 74 |
| Evaporación del fluido..... | 76 |
| Depósito del fluido tratado de vuelta a cuerpos de agua | 77 |
| <i>Químicos utilizados y riesgos en la salud.....</i> | <i>79</i> |
| Capítulo 3 Las Mejores Prácticas del Fracturamiento Hidráulico. Solución para la | |
| Mitigación de Riesgos | 84 |
| <i>Orientación de la Propuesta</i> | <i>85</i> |
| Inconvenientes Presentes en Lineamientos Internacionales..... | 85 |
| <i>Término ALARP</i> | <i>88</i> |
| <i>Declaración de Químicos</i> | <i>89</i> |
| <i>Disponibilidad del Agua y su Calidad</i> | <i>94</i> |
| <i>Construcción e Integridad de Pozos.....</i> | <i>100</i> |
| Prácticas Comunes..... | 100 |
| Pozos Extractores del Fluido Base..... | 102 |
| Pozos Fracturados..... | 103 |
| Pozos de Depósito..... | 108 |
| <i>Almacenamiento y transporte del fluido de retorno.....</i> | <i>110</i> |

| | |
|---|------------|
| Almacenamiento..... | 110 |
| Transporte..... | 111 |
| Capítulo 4 Propuesta de la Regulación | 114 |
| <i>Aspectos Regulativos</i> | <i>114</i> |
| <i>Lineamientos Mexicanos ya Existentes.....</i> | <i>121</i> |
| <i>Propuesta de Regulación a Actividades de Fracturamiento hidráulico en México</i> | <i>124</i> |
| a. Introducción..... | 125 |
| b. Identificación y definición del problema. | 126 |
| c. Objetivos de la regulación | 128 |
| d. Alternativas regulatorias..... | 128 |
| e. Evaluación de la mejor alternativa regulatoria..... | 130 |
| f. Consideraciones finales | 132 |
| g. Dificultades a las que se enfrentó la propuesta..... | 133 |
| Conclusiones y Recomendaciones | 134 |
| Anexo I. “Tablas Comparativas” | 136 |
| Anexo II. “Declaración de Químicos” | 142 |
| Anexo III. “Disponibilidad del Agua y su Calidad” | 144 |
| Anexo IV. “Construcción e Integridad de Pozos” | 147 |
| Anexo V. “Almacenamiento y Transporte” | 153 |
| Anexo VI. “Norma NMX-R-019-SCFI-2011” | 157 |
| Referencias | 158 |

Índice de Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1 "Sistema Petrolero Convencional"..... | 15 |
| Figura 2 "Pozos en yacimientos convencionales" | 16 |
| Figura 3 "Comparativa entre yacimientos convencionales y no convencionales" . | 19 |
| Figura 4 "Fracturas creadas por fracturamiento hidráulico"..... | 22 |
| Figura 5 "Fracturamiento Hidráulico en pozo vertical y horizontal" | 23 |
| Figura 6 "Ciclo del Agua del Fracturamiento Hidráulico “ | 38 |
| Figura 7 "Pozos en regiones de sequía en Estados Unidos" | 48 |
| Figura 8 "Interconexión de cuerpos de agua superficiales y subterráneos “ | 50 |
| Figura 9 "Contaminación de mantos acuíferos" | 54 |
| Figura 10 "Mayor distancia entre roca productora y acuífero"..... | 58 |
| Figura 11 "Menor distancia entre roca productora y acuífero”" | 59 |
| Figura 12 "Filtración por fallas de integridad de pozo" | 62 |
| Figura 13 "Video Light Your Water On Fire from Gas Drilling, Fracking” | 64 |
| Figura 14 "Depósito de fluido de retorno en Pad Pits o Liners en Pennsylvania" .. | 67 |
| Figura 15 "Tanques de almacenamiento de fluido de retorno"..... | 68 |

| | |
|---|-----|
| Figura 16 "Estructura pozo inyector o letrina" | 73 |
| Figura 17 "Estados en EUA donde Frac Focus es considerada página oficial para reporte de químicos" | 90 |
| Figura 18 "Magnitud de sequía en México en noviembre 2017" | 96 |
| Figura 19 "Aislamiento de Acuífero | 104 |
| Figura 20 "Presencia de roca sello evitando promulgación de fracturas" | 106 |

Índice de Diagramas

| | |
|---|-----|
| Diagrama 1 "Estimaciones de reservas técnicamente recuperables de la EIA" | 31 |
| Diagrama 2 "Principales factores de riesgo en Extracción de Agua" | 41 |
| Diagrama 3 "Ejemplo de fluido fracturante Slickwater" | 51 |
| Diagrama 4 "Componentes del Fluido de Retorno" | 66 |
| Diagrama 5 "Esquema ALARP" | 88 |
| Diagrama 6 "Prácticas recomendadas/Declaración de Químicos" | 93 |
| Diagrama 7 "Prácticas Recomendadas/Disponibilidad y Calidad del Agua" | 99 |
| Diagrama 8 "Prácticas Recomendadas / Cualquier pozo involucrado en el FH" . | 102 |
| Diagrama 9 "Prácticas Recomendadas / Pozos Inyectores" | 107 |
| Diagrama 10 "Prácticas Recomendadas / Pozos de Depósito" | 109 |
| Diagrama 11 "Prácticas Recomendadas / Almacenamiento" | 111 |
| Diagrama 12 "Prácticas Recomendadas/ Transporte de Fluido" | 112 |
| Diagrama 13 "Proceso de Evaluación de Impacto Regulatorio" | 115 |
| Diagrama 14 "Partes que Componen la Propuesta de Regulación" | 123 |
| Diagrama 15 "Símbolos empleados para mostrar peligro" | 157 |

Índice de Gráficas

| | |
|---|----|
| Gráfica 1 "Reservas de Petróleo Crudo Equivalente en México de 1999 a 2017" | 17 |
| Gráfica 2 "Producción nacional de aceite y gas desde 1999" | 18 |
| Gráfica 3 "Pozos en no convencionales perforados de enero de 2005 a enero 2015 en el mundo" | 25 |
| Gráfica 4 "Cambio en producción y reservas de GN en EU de 2005 a 2013" | 26 |
| Gráfica 5 "Cambio en producción y reservas de Aceite en EU de 2005 a 2013" | 27 |
| Gráfica 6 "Producción de Petróleo y Otros Líquidos en el Mundo" | 27 |
| Gráfica 7 "Índice de promedio de precios de gas natural industrial en 2013" | 28 |
| Gráfica 8 "Cantidad de Agua Utilizada en Operaciones de FH por tipo de Pozo" | 43 |
| Gráfica 9 "Estados en EUA con más pozos hidráulicamente fracturados clasificados por consumo de agua local" | 45 |
| Gráfica 10 "Competencia de agua por estado por consumo de agua en EU" | 46 |
| Gráfica 11 "Separación promedio entre acuífero y la formación fracturada entre 2009 y 2019" | 60 |
| Gráfica 12 "Técnicas utilizadas en Marcellus entre 2009 y 2014" | 79 |

Índice de Tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1 "Promedio de longitud de fractura" | 57 |
| Tabla 2 "Proporciones de agua utilizada en fluido fracturante | 75 |
| Tabla 3 "Químicos Comunes en Fluidos Fracturantes" | 80 |
| Tabla 4 "Estados de EU y el volumen de fluido con contenido cancerígeno utilizado" | 81 |

Dedicatorias

A quienes me dieron la vida:

Florencia

Madre, por el infinito amor que me has dado y con el que me has cobijado a lo largo de mi vida, por tu esfuerzo para cuidar de nosotros, por tu gran fuerza y por ser el refugio donde me siento seguro. GRACIAS. Este trabajo es para ti. Palabras no me alcanzan para mostrarte el agradecimiento y amor que te tengo.

Manuel

Padre, por el trabajo que has hecho en volverme una persona fuerte, por el ímpetu que has inyectado en mí, por todo tu esfuerzo para que salgamos adelante y por ser mi fuente de fortaleza. GRACIAS. Este trabajo es para ti. Palabras no me alcanzan para mostrarte el agradecimiento y amor que te tengo.

A Marcos y Marce, los dos ángeles que me tocaron de hermanos. Gracias por acompañarme a lo largo de toda la vida y creer en mí, estoy orgulloso de ustedes y agradecido que sean mis hermanos. Somos y seremos siempre el mejor equipo. Los quiero mucho.

A mi director de tesis, el Mtro. Gaspar Franco. Gracias por tus enseñanzas dentro y fuera del salón de clases, por mostrarme los valores y actitudes que hacen a un profesionista ser destacable y por prepararme para el mundo real. He aprendido mucho de ti y de los regaños. Gracias

A mi tutora del Servicio Social, Priscila Rodríguez Santamaría, que más que tutora, amiga, por ser mi primer acercamiento a la vida después de la universidad, por todo lo que me enseñaste y me has apoyado, te aprecio mucho Pris. Gracias

A Manolo, César y Fer. Que siempre serán parte de mí.

A mis abuelita Carmen y abuelito Miguel. Gracias por tanto amor.

Mis primos Andrea, Ricardo, Sebastián, Valeria, Gabo, Santi, Mateo, Nico, Sofi y Cami. Somos muchos para jalar más parejo. Los quiero, mi familia.

Mis tíos, Roberto, Eva, Mina, Armando por acompañarme constantemente en la carrera. A Lupe, Lenin y Ñaño por su enorme cariño y apoyo de siempre. Gracias infinitas a todos.

Ojalá pudiera escribir la lista completa de mis amigos, que siempre han sido fuente de mi alegría total. La familia que se elige es la responsable de que pueda disfrutar una vida feliz.

A quienes han escuchado mis ideas y con quienes he podido delirar sobre la vida y compartido una cerveza.

A Enrique, Ale, Tona y Roy. Por ser más que amigos por tanto, tanto tiempo. Gracias

A mi chorchi Fridi, Rulito y Nanys. Los gigantes, mis amigos valor oro, los amo como no imaginan.

A Rafa Flores (amigo, gracias), Kevin, Emma y Canch. Gracias por tanto y perdón por tan poco.

A Ale Shiraishi, Fany y Vaneshita. Mis amores desde el 438.

A Lau y Dany, por dejarme molestarlas los primeros semestres de la carrera.

Marco, Monty, Ulises y Nash. Que siempre han mostrado su amistad. Los quiero mucho amigos

A Cursos FI, todos ustedes, que me dieron una increíble experiencia en la facultad

To ALL the friends I met in KL, in special Moritz, Ifa, Amanina, Adilah, Maisa, Aiana, Min Ji, Jiin, Afriska, Naciye Büsra, Steph, Caro, Lena, Alvia, Gee, Risha, Ain, Ruba, Fer, Gerardo, Alberto...the list is huge and even incomplete. All of you guys, thanks for making that journey amazing, you'll be always on my mind.

To Sara Abd. Wherever you go, whatever you do, I will be right here waiting for you.

To UM and Kuala Lumpur, my second home, the best experience of my life. Terima Kasih

A la música, mi pasión, que ha sido el combustible del motor de mi vida.

...y por supuesto a la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, que me dio lo más preciado que tengo, las mejores experiencias desde la ENP5 hasta la Facultad de Ingeniería, y la oportunidad de crecer. Para ti, mi UNAM, mi orgullo y mi hogar.

Por mi raza hablará el espíritu.

Introducción

La reciente crisis en la producción petrolera de México, y su cada vez más alta dependencia energética a las importaciones de gas desde países como Estados Unidos, nos ha obligado a buscar alternativas para proteger a nuestro país de impactos negativos resultantes de estos eventos.

El reconocimiento que México recibió por la IEA en 2013 como el sexto país con más recursos no convencionales técnicamente recuperables en el mundo ofrece una solución a las problemáticas energéticas, y hasta cierto punto, económicas que enfrenta nuestro país. Sin embargo, esto no es tarea fácil, ya que requiere del uso de tecnologías especiales.

A raíz de la apertura de la reforma energética, México obtuvo un acceso más amplio a tecnologías al permitir el ingreso de compañías con experiencia en diversas situaciones en los campos petroleros, tecnologías en las que precisamente se incluye el *fracturamiento hidráulico*, tecnología empleada para la explotación de yacimientos no convencionales, y por tanto, la clave para aprovechar sus recursos.

Si bien, es una tecnología que no es nueva en México, sí se necesitará ampliar y mejorar si se desea explotar los recursos no convencionales de nuestro país de manera correcta.

Por lo que México tiene ahora una gran oportunidad de superar los retos que la importación de gas desde Estados Unidos, la nueva era de la industria petrolera y la caída en su producción de hidrocarburos representan.

No obstante, es bien sabido que, como la mayoría de las prácticas de ingeniería, esta tecnología trae consigo un porcentaje importante de riesgo a impactos negativos en el medio en el que se practica, tanto ambientales como de salud. Razón por la cual parte de la sociedad mundial se ha posicionado en contra, principalmente en Estados Unidos, país con mayor experiencia en explotación de recursos no convencionales.

Sin embargo, estudios han señalado a la mala regulación y al bajo empleo de prácticas correctas para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico como principales causantes de estos impactos negativos, afectando comunidades aledañas a las zonas de operación. (The Royal Society, 2012)

Estas “mejores prácticas” han sido estudiadas, mejoradas, recomendadas y, posteriormente, aplicadas por instituciones y compañías operadoras en todo el mundo, quienes han asegurado que se puede llevar a cabo fracturamiento hidráulico de la mejor y más rescatable manera y con un riesgo a impactos mínimo. Con dichas prácticas se ha logrado también la meta de aprovechar el potencial existente en recursos no convencionales sin dejar de lado la preocupación social y ambiental, latente en la comunidad.

Recientemente, México se prepara para aumentar la explotación de estos recursos, y para esto aún necesita mejorar y crear lineamientos para llevar a cabo

el fracturamiento hidráulico, de manera tal que permita aprovechar la oportunidad en los no convencionales sin desviar la atención de las preocupaciones que giran en torno a él.

Razón por la cual esta tesis se plantea realizar una investigación de las mejores prácticas del fracturamiento hidráulico y de lineamientos en regulaciones internacionales convenientes para el desarrollo de esta práctica, para así poder proponer una mejora en los lineamientos relacionados con actividades de fracturamiento hidráulico, y de este modo facilitar el camino de conseguir el goce de los beneficios que esperados de la explotación de los recursos no convencionales, poniendo de frente siempre el bienestar de sus habitantes, el medio ambiente y el desarrollo.

Capítulo 1 La Técnica del Fracturamiento Hidráulico y sus Beneficios

A lo largo de la historia, la humanidad ha buscado mejorar su estilo de vida y el modo en el que se desenvuelve como sociedad. En su trayecto histórico, y con el avance de la tecnología, descubrió el potencial energético que los hidrocarburos poseen para apoyar a la humanidad en su desarrollo.

La industria petrolera comenzó explotando aquellos yacimientos cuyo requerimiento tecnológico no era demasiado complejo: yacimientos superficiales y de fácil acceso, pero con bajas tasas de producción y bajas reservas. Fue entonces cuando la tecnología avanzó y se tuvo más acceso a mayor cantidad de yacimientos y a una mejor producción.

Tiempo después la caracterización de yacimientos también avanzó y la industria entendió los tipos de yacimientos que la naturaleza le ofrecía: yacimientos convencionales y no convencionales. Los yacimientos convencionales, a diferencia de los no convencionales, fueron y siguen siendo actualmente, bastante aprovechados y explotados, y por supuesto, los yacimientos mexicanos convencionales no son la excepción.

Diferencia entre yacimientos convencionales y no convencionales

Las diferencias entre estos dos tipos de yacimientos radican en sus características geológicas, las cuales exigen diferente tecnología para ser explotadas adecuadamente.

Yacimientos Convencionales

Las características geológicas de los yacimientos convencionales corresponden a las del típico sistema petrolero. En ellos, los hidrocarburos se encuentran en formaciones almacenadoras, los cuales lograron llegar a dicha formación rocosa gracias a la migración desde la roca generadora, la cual fue posible debido a la adecuada porosidad y permeabilidad con la que cuenta la formación. Por lo tanto, la roca madre y almacenadora no son la misma.

Dicha formación almacenadora se encuentra debajo de formaciones rocosas impermeables que actúan como barreras a la continua migración de los hidrocarburos, apoyados de trampas estructurales geológicas, resultando así en concentraciones y depósitos del hidrocarburo.

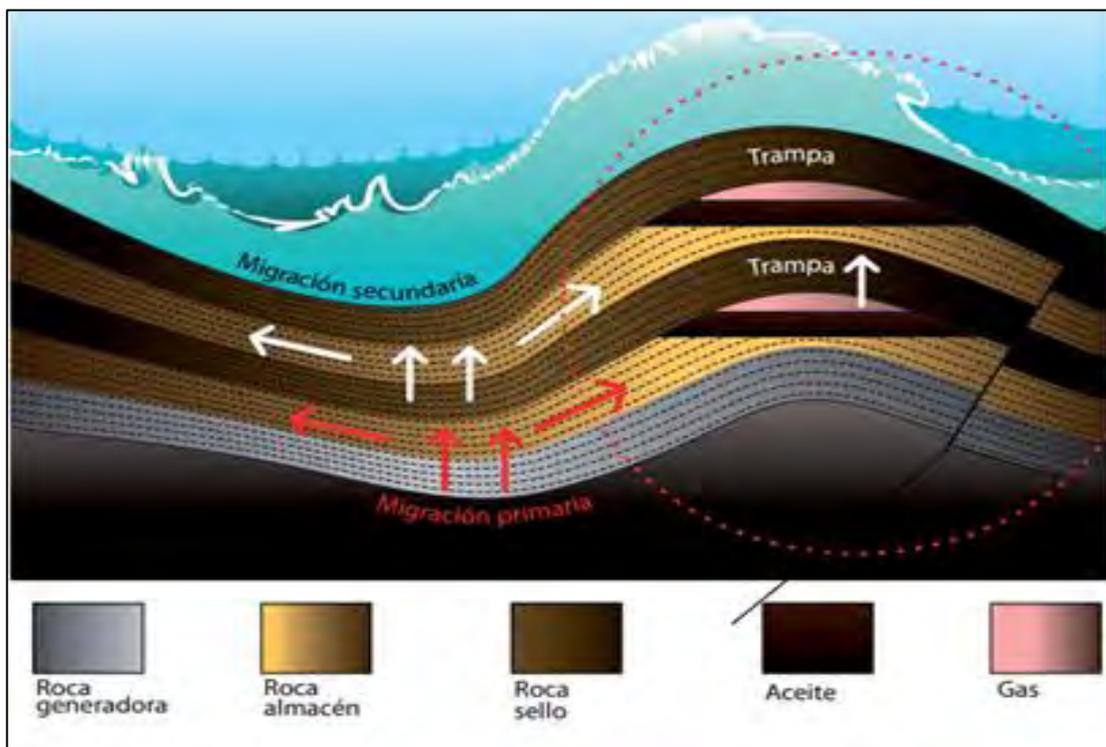


Figura 1 "Sistema Petrolero Convencional"
Fuente: Inpetol

La tecnología común para explotar estos yacimientos es por medio de perforación de pozos verticales que llegan hasta la formación almacenadora. La producción de estos yacimientos depende, al inicio, de la presión inicial de yacimiento que “empuja” a los hidrocarburos hacia el pozo (previo a cualquier otro método de recuperación).

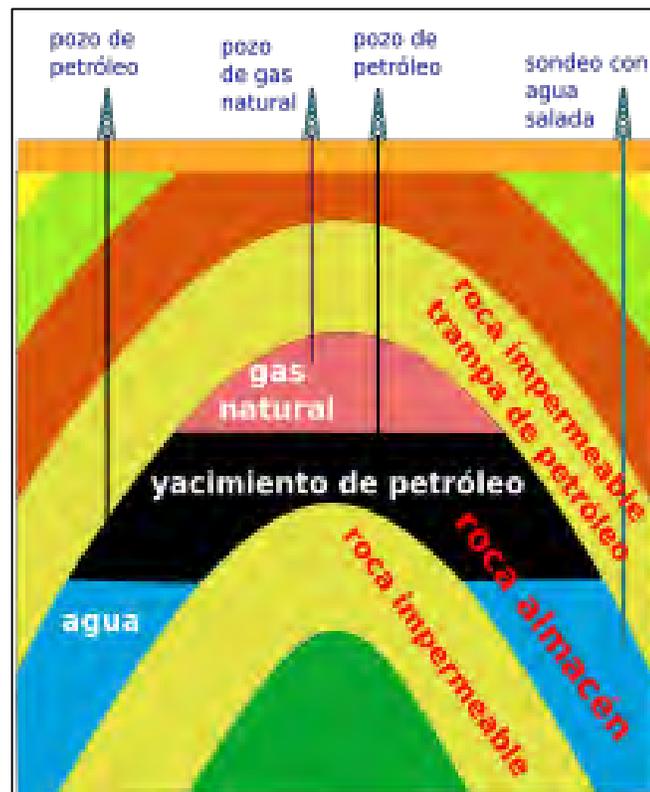


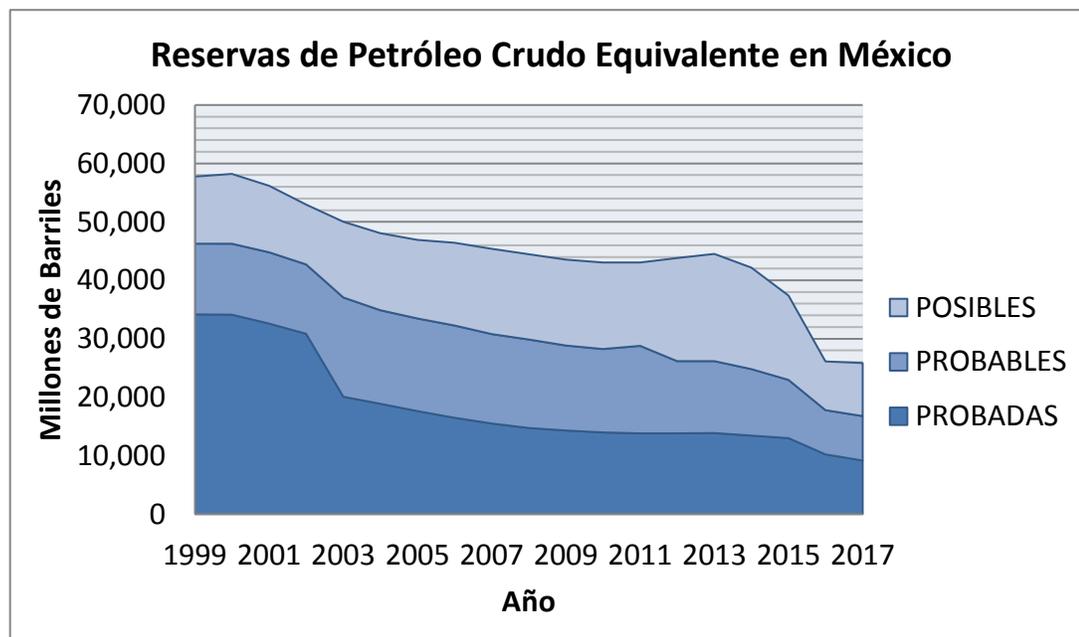
Figura 2 "Pozos en yacimientos convencionales"
Fuente: Wordpress

Dado que la permeabilidad de la roca almacenadora normalmente es lo suficientemente buena en este tipo de yacimientos, no es necesario alterar la formación para aumentar la permeabilidad y mejorar su movilidad, al menos no durante las primeras etapas de producción, a menos que algunas características como la presión del yacimiento, no sean adecuadas para la producción primaria.

Esta facilidad de movilidad hace uso de la permeabilidad y porosidad adecuadas ya presentes en el yacimiento.

La mayoría de los yacimientos que han sido explotados en México y en el mundo han sido de tipo convencional. Razón por la cual, a lo largo de los años, estos yacimientos han sido sobre explotados y se ha visto una decreciente tasa producción anual en el mundo, incluyendo en México. Dicha situación nombró a los campos en proceso de declive como *campos maduros*.

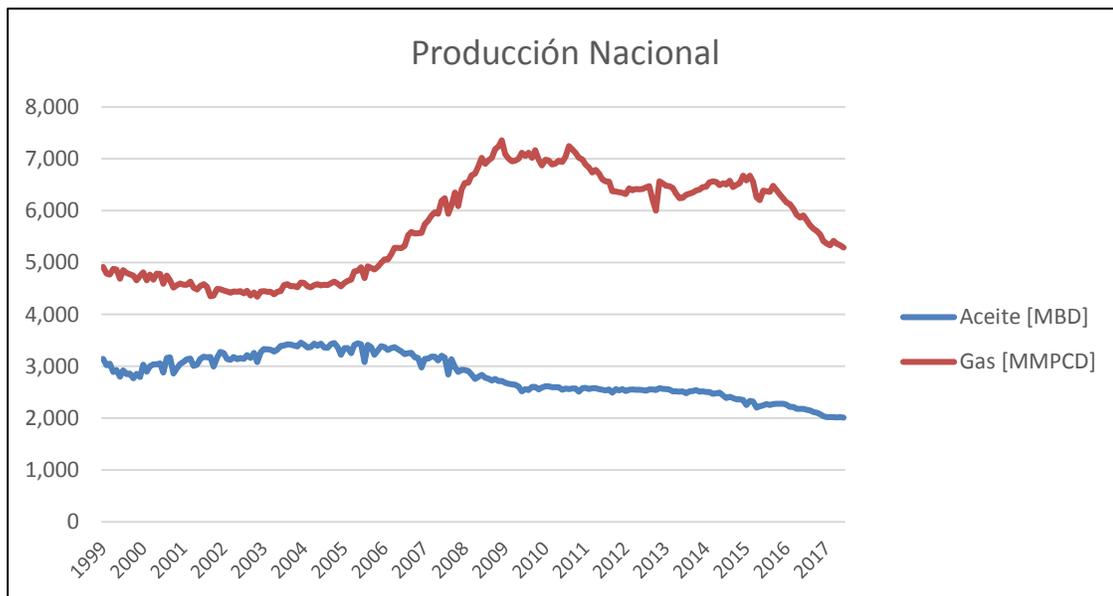
Tan solo en México, la caída de las reservas nacionales ha sido del 55% en los últimos 18 años, pasando de 57.7 MMBPCE en 1999 a 25.8 MMBPCE en noviembre de 2017 (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017), como se puede observar en la gráfica siguiente.



Gráfica 1 "Reservas de Petróleo Crudo Equivalente en México de 1999 a 2017"
Fuente: CNH

Por supuesto que este declive también se vio reflejado en la tasa de producción. Entre los mismos años, la producción nacional de gas tuvo un incremento en 2006 y luego decayó en diciembre de 2017 a producciones similares a las de enero de 1999.

Por otro lado, la producción nacional de aceite cayó un 40%, de 3.143 millones de barriles en enero de 1999 a 1.87 millones en diciembre de 2017. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017) Como lo muestra la siguiente gráfica.



Gráfica 2 "Producción nacional de aceite y gas desde 1999"
Fuente: CNH

Al ver estas caídas en la producción y en las reservas nacionales, México se ve enfrentado a buscar una solución que recupere los beneficios perdidos.

Los defensores de las predicciones de la caída de producción de aceite mundial hechas por Hubbert y su curva han incrementado en los últimos años, pues la

mayoría de la producción mundial se ha concentrado en los yacimientos convencionales que ya se encuentran en fase de *maduros*, cuyos costos de explotación han aumentado conforme la necesidad de utilizar sistemas de producción artificiales y otros métodos. (Jaffe, Soligio, & Ronald, 2011)

Este hecho provocó que el mercado mundial comenzara a buscar alternativas para la extracción de hidrocarburos, y la encontró, además de las energías renovables que aún no se contemplan como una opción viable a corto y mediano plazo, en los yacimientos no convencionales, los cuales se explican a continuación.

Yacimientos no convencionales

Cuando cualquiera de los elementos que constituyen a los yacimientos convencionales falta o presenta alguna distinción (roca madre, roca almacenadora, roca sello, trampa estratigráfica etc.) al yacimiento se le denomina *no convencional* y a pesar de esto, también son capaces de almacenar importantes cantidades de hidrocarburos, y lo hacen.

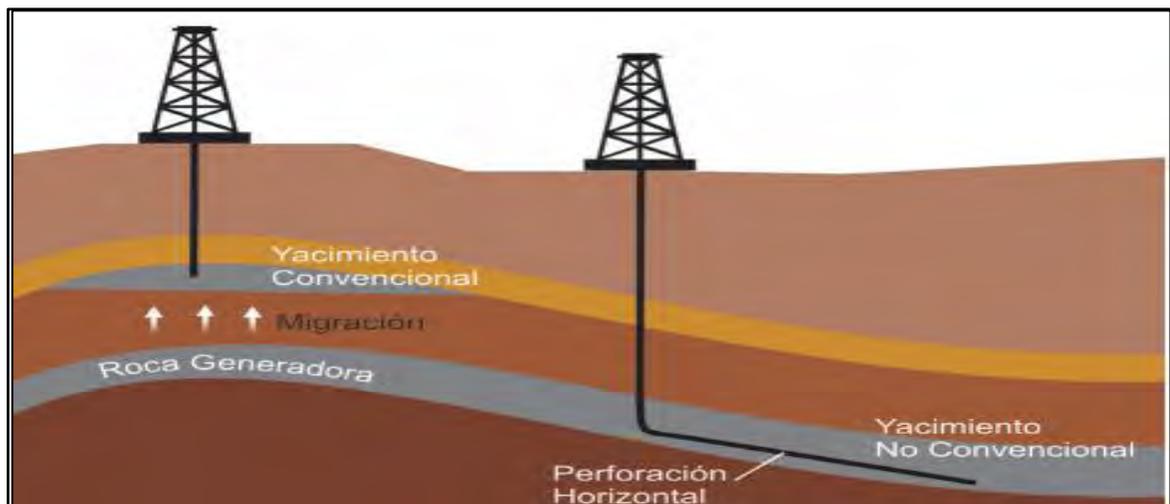


Figura 3 "Comparativa entre yacimientos convencionales y no convencionales"
Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y Gas

La característica principal que presentan los yacimientos no convencionales es la baja permeabilidad de la roca madre, razón por la cual dicha formación juega también el rol de roca almacenadora.

Dada la baja permeabilidad que presenta, es necesario fracturar la roca almacenadora para crear trayectorias que permitan el paso de los hidrocarburos hacia el pozo. De dicha necesidad nace la técnica del *fracturamiento hidráulico* y su uso en la perforación horizontal, que si bien, se puede fracturar hidráulicamente en una perforación vertical, no tiene los mismos beneficios y alcances como en una horizontal.

Al hacer el fracturamiento hidráulico en pozos horizontales se tiene un mayor contacto con las formaciones contenedoras de hidrocarburos, y por tanto, una mayor producción esperada, beneficiosa en combatir las caídas de producción que se presentan actualmente.

Los yacimientos no convencionales pueden estar constituidos de:

- Carbonatos
- Prospectos de lutitas
- Arenas compactas
- CBM (Metano de Yacimiento de carbón)

Los yacimientos de lutitas y de arenas compactas (conocidos en la literatura, incluso en español, como *shale* y *tight sandstone* respectivamente) han sido los más desarrollados.

Ambas condiciones de yacimiento necesitan fracturamiento hidráulico para ser económicamente rentables, y su producción inicial, así como la estabilidad de los rangos de producción son distintos en cada uno. En el caso de las arenas compactadas, la producción inicial es menor, pero el rango de producción permanece estable más tiempo, contrario a los yacimientos de lutitas, que tienen una mejor producción inicial pero con menor duración.

Las partículas de arenas tienden a ser redondas, por lo que al momento de la compactación proporciona espacio para el almacenamiento de los hidrocarburos. Por otra parte, las partículas de arcilla que formaron las lutitas son más planas y se juntan más compactamente. Además, mientras la arena formaba capas continuas de material, con relativamente pocas grietas, la lutita, por otro lado, se agrietaba al ser comprimida.

El resultado de esto es que en las arenas se tiene relativa baja permeabilidad y bajas fracturas naturales, por lo que el fracturamiento artificial debe tener un mayor alcance para producir. Este es el motivo por el que al inicio la producción es baja pero dura más tiempo.

En cambio, en las lutitas existen más fracturas naturales que suelen estar interconectadas, las cuales almacenan los fluidos. Así, al fracturar hidráulicamente y alcanzar estas fracturas se tiene acceso a mayor cantidad de hidrocarburos (Summers, 2014) por lo que se tiene una mejor producción inicial. El *shale gas* o gas de esquisto ha sido el más evaluado en México.

Técnica del Fracturamiento Hidráulico

La técnica del fracturamiento hidráulico tiene como objetivo modificar la permeabilidad de la roca almacenadora de hidrocarburos para mejorar el flujo. Se utiliza en los yacimientos no convencionales que, como se mencionó anteriormente, no cuentan con propiedades petrofísicas lo suficientemente generosas como para tener un flujo óptimo de fluidos en el interior del yacimiento.

La técnica consiste en transmitir presión por medio de un fluido fracturante hacia la formación contenedora de hidrocarburos para poder realizar esas alteraciones a las propiedades petrofísicas y en especial a la permeabilidad.

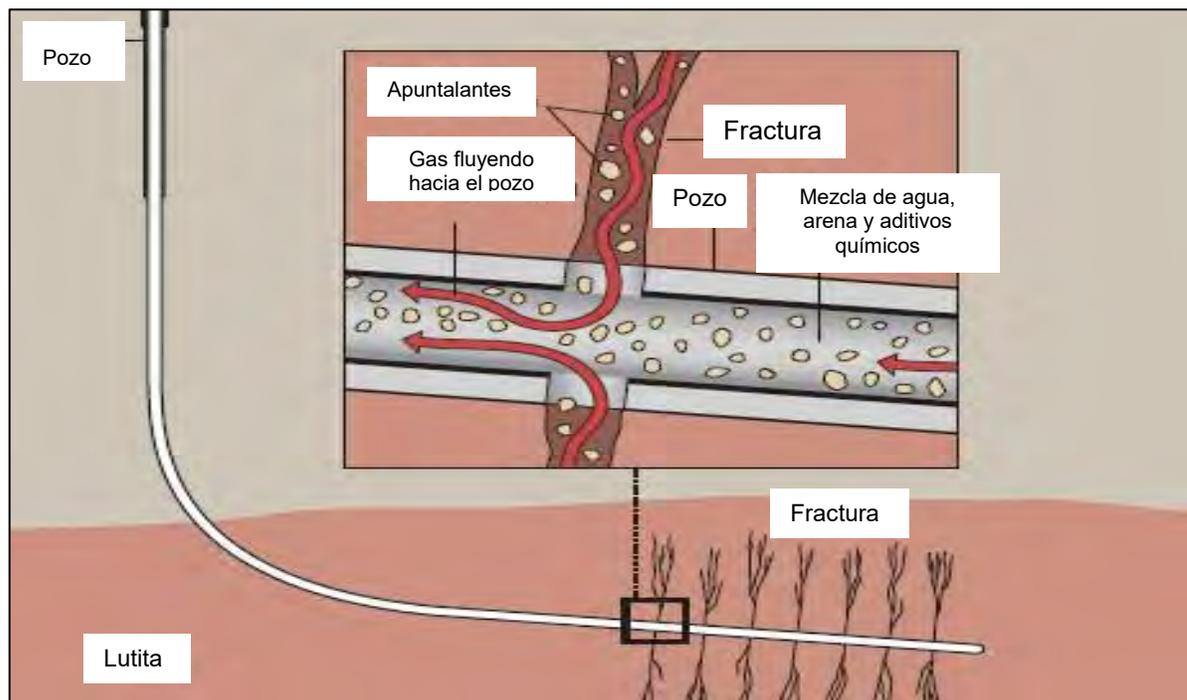


Figura 4 "Fracturas creadas por fracturamiento hidráulico"
Fuente: Al Granberg

El fluido fracturante se fabrica normalmente en base agua, por lo que es necesario extraerla y procesarla. Una vez extraída se le añaden diferentes aditivos y químicos, algunos tienen como objetivo diluir los minerales de la formación para poder crear las fracturas más fácilmente, otros tienen la misión de mantener las fracturas abiertas por el mayor tiempo posible para poder aprovechar el flujo mejorado que se generó.

Si bien, el fracturamiento hidráulico se puede llevar a cabo tanto en pozos verticales como horizontales, la mayoría de las veces se llevan a cabo en pozos horizontales, pues brinda mayor contacto a lo largo de la roca almacenadora y permite así tener más intervalos para fracturar, provocando mayor producción de hidrocarburos y más eficiencia en tiempo de producción.

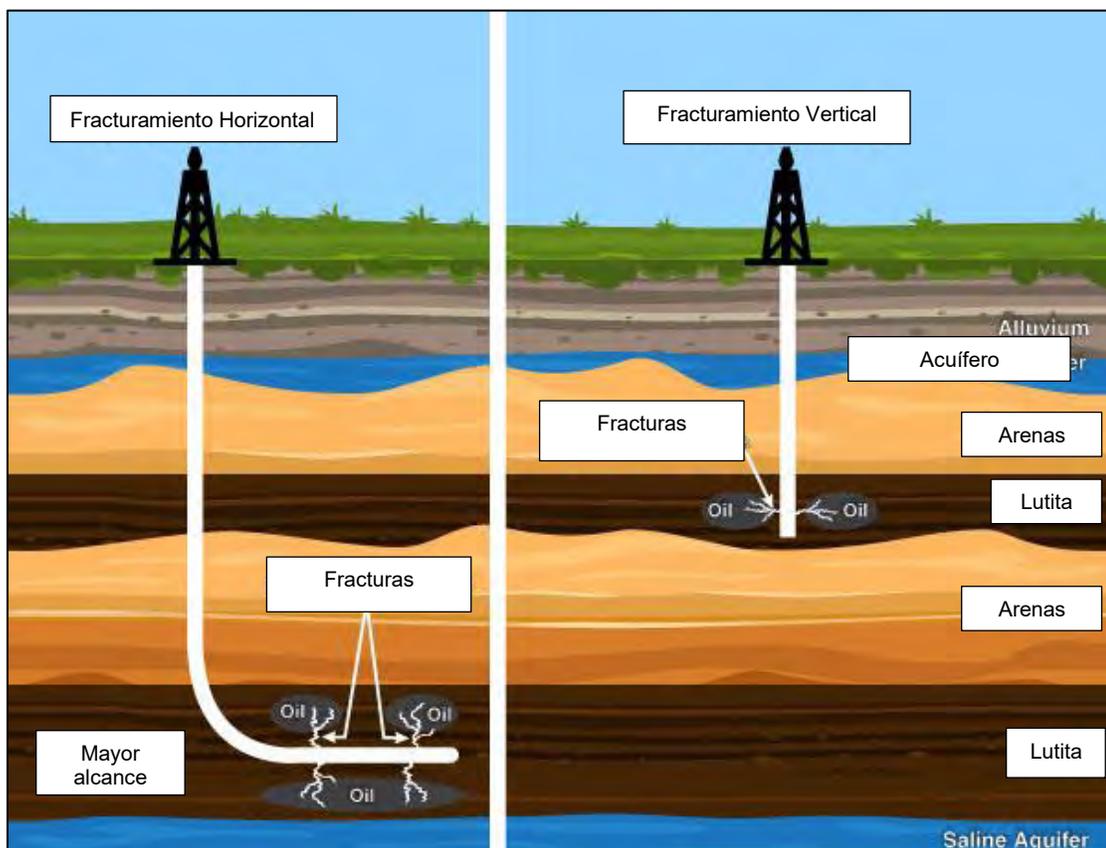


Figura 5 "Fracturamiento Hidráulico en pozo vertical y horizontal"
Fuente: [Lao california Government Report](#)

El fracturamiento suele hacerse una vez cada cierto periodo de tiempo, el cual es dependiente de la producción que se haya obtenido a raíz de la operación. Cuando la producción comienza a declinar y se concluye que es debido al agotamiento del alcance del primer fracturamiento, se vuelve a realizar la operación, mejorando y aumentando los canales de flujo de la formación almacenadora.

El Fracturamiento Hidráulico en México

El fracturamiento hidráulico no es nuevo en nuestro país y ya ha brindado a la industria petrolera mexicana beneficios en su producción, pues en las zonas donde se ha llevado a cabo es necesario fracturar para tener acceso a los hidrocarburos. Actualmente Pemex sigue llevando a cabo actividades de fracturamiento hidráulico en estas zonas.

Para dar una mejor perspectiva de estos trabajos, se realizó una solicitud de información vía INAI hacia Pemex Exploración y Producción sobre los datos de esta actividad en México el día 9 de febrero del 2018. Los datos son los siguientes

Los estados que concentran la mayoría de los pozos fracturados hidráulicamente en nuestro país son Veracruz, Nuevo León, Tabasco, Puebla, Coahuila y Tamaulipas. Existen más de 5,500 pozos que fueron terminados con fracturamiento hidráulico en México, tan solo el Activo Integral de Producción Bloque N01 reportó tener 4,537 distribuidos en los estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila, siendo en 1963 el primero. El Grupo Multidisciplinario de

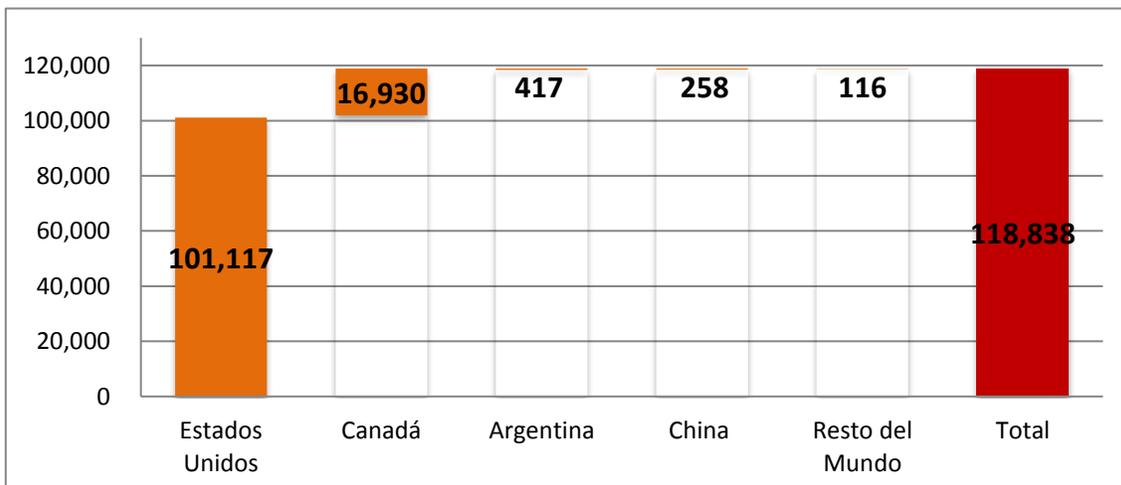
Operación de Alianzas y Asociaciones Reynosa reporta tener 736 pozos distribuidos en Nuevo León y Tamaulipas.

Entre enero del 2017 y enero del 2018, el Activo Integral de Producción Bloque N02 realizó fracturamiento hidráulico en cuatro pozos. (PEMEX, Exploración y Producción, 2018)

Recompensas del Fracturamiento Hidráulico

La búsqueda en aumentar la producción y las reservas de hidrocarburos, así como conseguir formidables beneficios económicos llevó a Estados Unidos a convertirse en el primer país en provocar un auge de aprovechamiento de los recursos no convencionales y, por tanto, de construcción de pozos haciendo uso del fracturamiento hidráulico, volviéndose así, referencia hacia el mundo de los pros y contras del uso de esta tecnología.

Estados Unidos es el único país del mundo que ha desarrollado masivamente la explotación de recursos no convencionales hasta ahora, la cual ha presentado ya beneficios.



Gráfica 3 "Pozos en no convencionales perforados de enero de 2005 a enero 2015 en el mundo"
Fuente: Porter, Gee & Pope

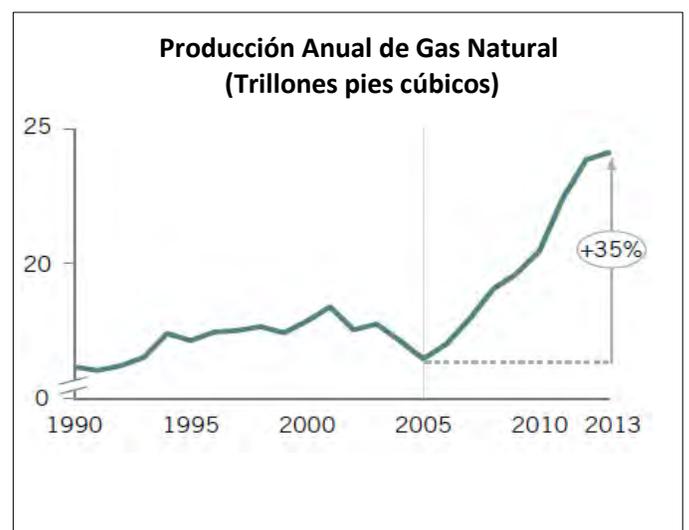
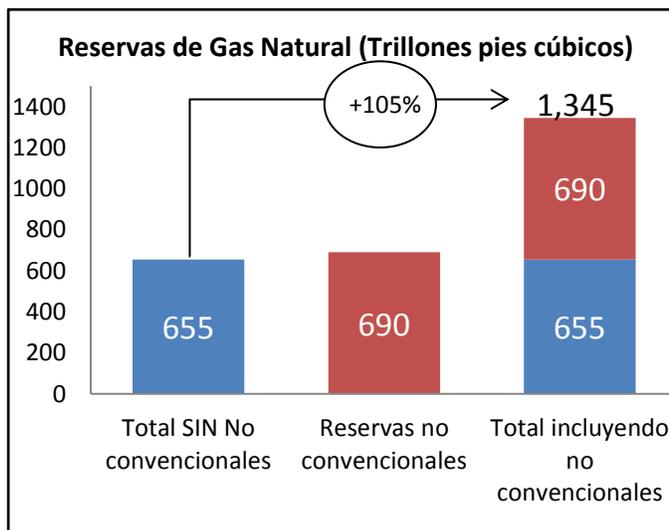
Beneficios reflejados en Estados Unidos

Durante los últimos años, la técnica con más avances en el sector energético de los Estados Unidos es el fracturamiento hidráulico, conocido en el país como *fracking*. Esta técnica ha permitido a los productores de aceite y gas a extraer más aceite y gas natural de las rocas de lutitas, incrementando así la producción.

A pesar de que esta técnica se ha puesto de moda los últimos años, no es una tecnología nueva. No fue hasta 1940 que el fracturamiento hidráulico tomó la forma y la metodología actual. (Manfreda, 2015).

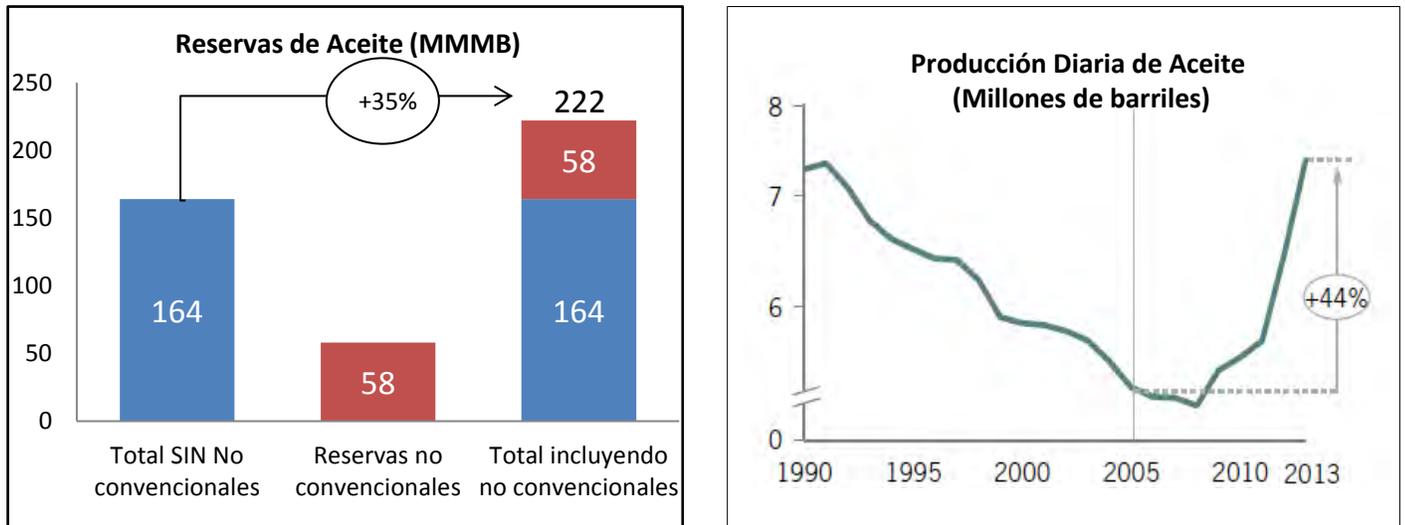
En el año 2005 Estados Unidos tuvo un auge de uso de fracturamiento hidráulico, con el cual fue posible aprovechar recursos no convencionales, atribuyéndose a este hecho los siguientes beneficios.

Entre el año 2005 y 2013, las reservas de gas natural en Estados Unidos aumentaron 105% y las reservas de aceite 35%, aumento que ocurrió después de un declive del 6% en la producción de aceite entre 2000 y 2005.



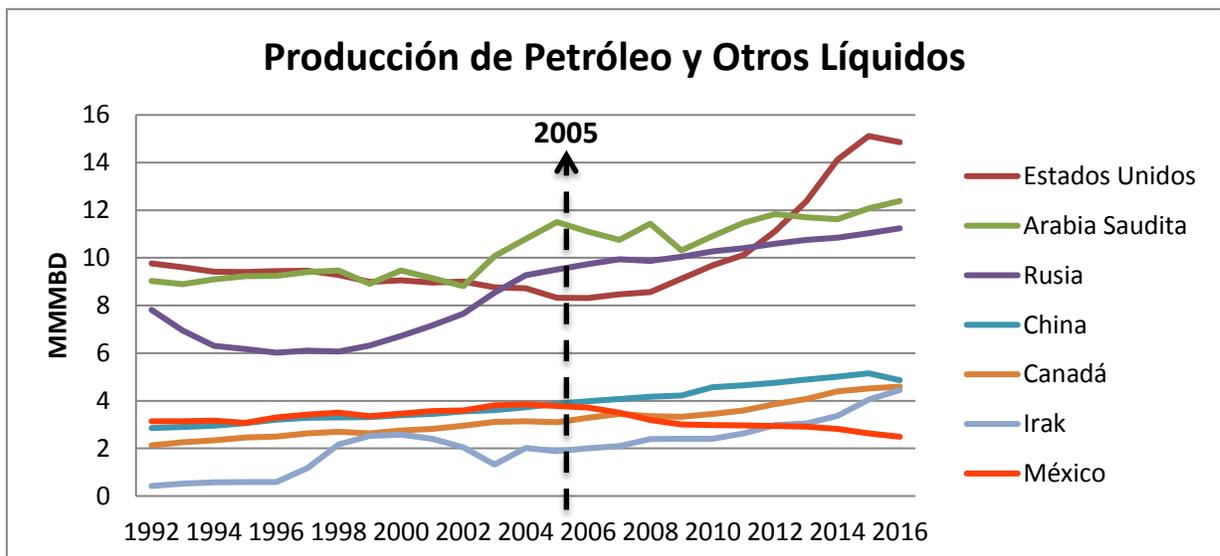
Gráfica 4 "Cambio en producción y reservas de GN en EU de 2005 a 2013"
Fuente: Porter, Gee, & Pope (2015)

Del mismo modo, este auge permitió que la producción de gas natural aumentara 35% desde 2005 al 2013, y la de aceite 44%. (Porter, Gee, & Pope, 2015).



Gráfica 5 "Cambio en producción y reservas de Aceite en EU de 2005 a 2013"
Fuente: Porter, Gee, & Pope (2015)

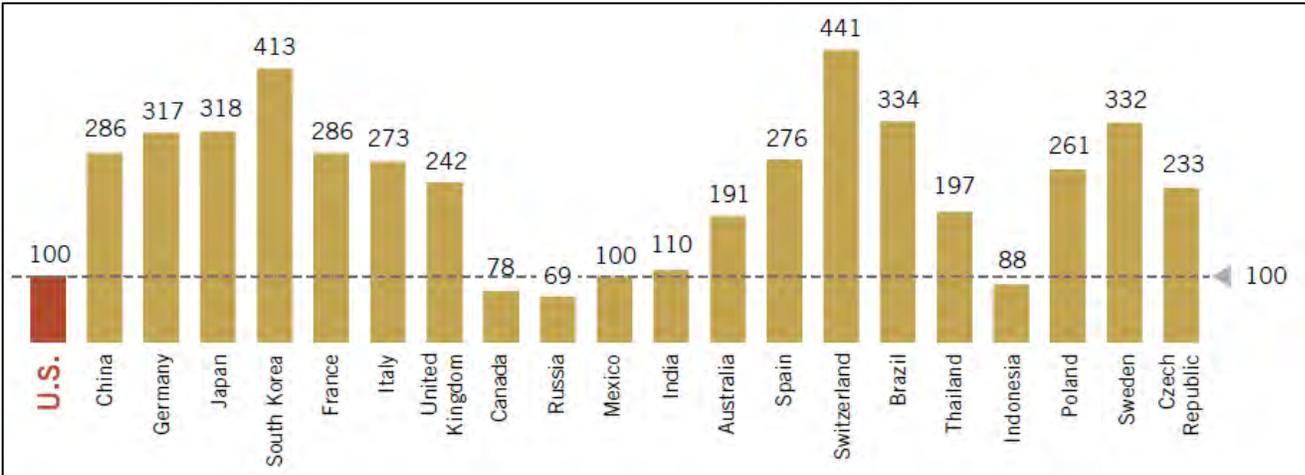
Este aumento colocó a Estados Unidos arriba de muchos países productores. Si comparamos el histórico de producción de petróleo de varios países (*contando aceite crudo y productos derivados de la refinación, líquidos del gas natural, biocombustibles y todo líquido derivado de cualquier fuente de hidrocarburos, sin incluir GNL o hidrógeno líquido*) obtendremos una gráfica como la siguiente:



Gráfica 6 "Producción de Petróleo y Otros Líquidos en el Mundo"
Fuente: EIA

Como se puede observar, en el año 2005, a raíz del auge del aprovechamiento de los no convencionales, y por tanto del fracturamiento hidráulico, Estados Unidos tuvo un crecimiento acelerado a años posteriores, posicionándose arriba de países como Arabia Saudita en escalas de producción.

El gas natural, recurso que también se encuentra en yacimientos no convencionales, tuvo una creciente producción que ha reducido dramáticamente su precio en EUA a comparación con el resto del mundo. Los precios cayeron más del 60% entre diciembre de 2005 y mayo de 2015. Hoy en día EUA cuenta con uno de los precios más bajos en el mundo, dos tercios menores que los que se presentan en China y Alemania.



Gráfica 7 "Índice de promedio de precios de gas natural industrial en 2013"
 Fuente: Porter, Gee, & Pope (2015)

El crecimiento en la producción de no convencionales en Estados Unidos también favoreció a varias industrias volviéndolas más competitivas. En 2014, el 32% del gas natural se canalizó a usos industriales, 31% a la generación de energía, 18% a usos domésticos, 12% a calefacción de edificios comerciales, 3% a petroquímica y 3% a transporte. (Energy Information Administration, 2015) En cambio, el aceite

se concentró 70% en transporte, 24% para propósitos industriales y 6% para residenciales y comerciales.

Se estima que el desarrollo de los recursos no convencionales aportó \$430 miles de millones de USD en PIB de Estados Unidos en 2014, lo que equivale aproximadamente a \$1,400 por cada estadounidense. (Porter, Gee, & Pope, 2015) y se espera que esa contribución crezca a \$590 miles de millones para 2030.

Por otro lado, la producción no convencional apoyó en la creación de 2.7 millones de empleos en 2014 y se estima que esta cifra crecerá a 3.8 millones en 2030. Debido a la diversidad de disciplinas que requiere. Además, la paga promedio de los trabajadores de esta disciplina es casi el doble que el promedio nacional y abre oportunidad a profesionistas con mediana experiencia, esto último indicado por la firma Burning Glass, que halló que el 50% de los trabajos relacionados no requieren habilidades muy específicas.

Del mismo modo, la posición geopolítica de Estados Unidos mejoró por el aprovechamiento del fracturamiento al reducir las importaciones de aceite 28% entre 2005 y 2014, cifra que representa \$103 mil millones de dólares al 2014. También mejoró dramáticamente la seguridad energética del país.

Por lo tanto, la explotación de recursos no convencionales haciendo uso del fracturamiento hidráulico han llevado a Estados Unidos una enorme cantidad de beneficios que han colocado al país en una mejor posición frente a todo el mundo, en la que prácticamente domina el escenario mundial de la industria petrolera.

Expectativas para México

Por supuesto que los logros obtenidos por la extracción de los recursos no convencionales y el uso del fracturamiento hidráulico en Estados Unidos abrieron grandes expectativas sobre la posibilidad de conseguir logros de misma magnitud en México si explotamos también nuestros recursos no convencionales.

Primeramente, entre los años 2000 y 2013 el consumo de gas natural en México aumentó en promedio 6.2% cada año, mientras que la producción apenas 3.6% provocando un aumento en las importaciones de gas para satisfacer la creciente demanda. Estas importaciones, dentro de los mismos años, aumentaron 19% anualmente, importaciones que provienen de Estados Unidos, creando una dependencia energética hacia ese país.

Las buenas expectativas vienen de los estudios que hace la Energy Information Administration al actualizar su base de datos de reservas de shale gas técnicamente recuperables en el mundo, estudios que han colocado a México en el sexto lugar con 545 trillones de pies cúbicos. (EIA, 2013)

Por lo tanto, se espera que si en nuestro país tenemos un auge de fracturamiento hidráulico para aprovechar los beneficios que la alta cantidad de recursos no convencionales que existen en nuestro país, podamos superar los problemas energéticos y económicos a los que nos estamos enfrentando actualmente.

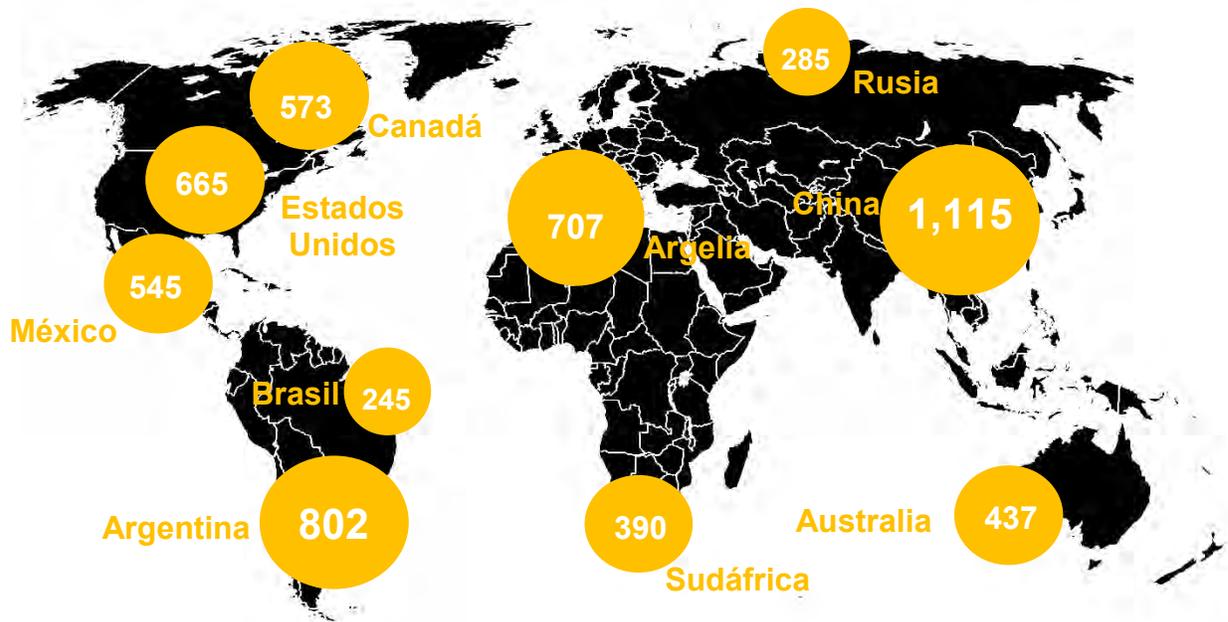


Diagrama 1 "Estimaciones de reservas técnicamente recuperables de la EIA"
Fuente: EIA 2013

También es esperado que facilite el cumplimiento de los objetivos, total o parcialmente, que se plantearon en la reforma energética mexicana al momento de su decreto:

>Contar con un mayor abasto de energéticos a mejores precios.

>Bajar las tarifas eléctricas y el precio del gas.

>Aumentar la producción de petróleo de 2.5 millones de barriles diarios que se producen actualmente, a 3 millones de barriles en 2018 y a 3.5 millones en 2025, así como aumentar la producción de gas natural de los 5 mil 700 millones de pies cúbicos diarios que se producen actualmente, a 8 mil millones en 2018 y a 10 mil 400 millones en 2025.

(Secretaría de Energía, 2015)

Por lo tanto, **México tiene una gran oportunidad para crecer económica y energéticamente por medio de tecnologías como el fracturamiento hidráulico, para conseguir aprovechar los altos recursos no convencionales con los que contamos, haciéndolo de la manera más correcta y eficaz.**

Es importante hacer énfasis en que el hecho de poseer un gran potencial de reservas no es suficiente para cumplir con los objetivos. Es necesaria la participación de diversas áreas, como la económica, gubernamental, de ingeniería, regulatoria, etc. para poder hacer una correcta planificación

Por otro lado, la extracción no convencional trajo a Estados Unidos también una serie de preocupaciones e inconformidad en la sociedad relacionados al cuidado del medio ambiente y a la salud. Argumentos validados, por lo que es importante encargarse de que las actividades de fracturamiento hidráulico se lleven a cabo de la mejor manera, protegiendo la integridad social y ambiental y disfrutando de los beneficios que nos brinda simultáneamente; así, cubrimos otros de los objetivos que se plantea en la reforma energética:

>Reducir la exposición del país a riesgos financieros, geológicos y ambientales en las actividades de exploración y extracción del petróleo y gas.

>Impulsar el desarrollo con responsabilidad social y proteger al medio ambiente.

(Secretaría de Energía, 2015)

Se ha declarado por instituciones internacionales de alto prestigio, como la Royal Society en Inglaterra, que es posible llevar a cabo fracturamiento hidráulico con impactos menores, y en ocasiones prácticamente nulos, siempre y cuando se haga uso de las mejores prácticas. Así, el camino de tener correcta regulación a las actividades de fracturamiento hidráulico es un camino eficaz para cerciorarse del uso de las mejores prácticas al realizarlo

Por lo tanto, se presenta para esta tesis la siguiente hipótesis:

“Tener una correcta regulación al fracturamiento hidráulico en nuestro país, que implemente lineamientos que aseguren que se realicen las mejores prácticas de ingeniería, apoyará a que México sea potencia mundial en explotación de recursos no convencionales y de disfrutar de los beneficios que estos recursos conllevan.”

Capítulo 2 Áreas de Oportunidad del Fracturamiento

Hidráulico. Los Riesgos de Impacto

Las preocupaciones alrededor de esos impactos han aumentado en las regiones del mundo en las que el fracturamiento se lleva o se ha llevado a cabo, haciendo de él un tema polémico y de interés general. Los riesgos y sus potenciales impactos han puesto en alerta a poblaciones y a diferentes sectores de la sociedad en general, aumentando cada vez más conforme esta actividad se vuelve más necesaria para el sector energético, y por tanto, más recurrente.

Consecuentes movilizaciones en todo el mundo, análisis y debates con diferentes puntos de vista han orillado a gobiernos de diferentes países a tomar distintas decisiones para hacer frente al controversial impacto y sus consecuencias.

Por mencionar algunos, el 30 de junio del 2011 el parlamento de Francia votó por prohibir la técnica de fracturamiento hidráulico en el país, y acto seguido en el 2012 se declaró que se mantendría prohibida hasta que existieran pruebas de que el fracturamiento no dañaría el medio o ambiente o “masacraría” el paisaje. Bulgaria le siguió a Francia en convertirse en el segundo país europeo en prohibir la práctica en enero del 2012. Consecuentemente otros países en el mundo, como Alemania y República Checa, decidieron unírseles. (Stefan, 2013)

Sin embargo, otros países y regiones del mundo decidieron optar por el camino de la investigación para poder realizar la práctica con el menor riesgo posible y verse beneficiados de implementarla en su industria. Tal es el caso del Reino Unido, que

encomendó a la Royal Society llevar a cabo una investigación al respecto. Esta decretó al concluir su investigación que *“la salud, la seguridad y los riesgos al medio ambiente asociados con el fracturamiento hidráulico pueden ser manejados efectivamente en el Reino Unido, siempre y cuando las mejores prácticas operacionales estén implementadas y correctamente reguladas”* (The Royal Society, 2012) respaldando la hipótesis en la que se basa esta tesis.

Así, el Reino Unido se encuentra buscando un mejor posicionamiento de su gobierno para permitir la práctica sin dañar al medio ambiente, o en su defecto, reduciendo los daños.

Instituciones de Estados Unidos, país líder de la explotación de recursos no convencionales, decidieron también optar por la investigación, pues en varias ciudades de este país también se han firmado prohibiciones al fracturamiento hidráulico, como Nueva York. (Brady, Hydraulic Fracturing Regulation in the United States, 2012) Entre estas instituciones destacan la EPA, la IEA y diversas universidades.

Por otro lado, en países y regiones del mundo donde se llevó a cabo fracturamiento hidráulico con una pobre regulación a la actividad y poca consciencia del gobierno se han presentado problemas y afectaciones detonadas por los impactos que la mala práctica del fracturamiento hidráulico provoca (esto también aconteció en E.U.) principalmente impactos al medio ambiente derivados después en impactos a la salud, que en gran proporción son notorios a largo plazo. Muchos de ellos registrados.

Por lo que México no puede quedarse atrás en este movimiento mundial, y si su decisión no es la de prohibir el fracturamiento hidráulico como se hizo en Francia, sino la de ser líder global en la eficaz explotación de este recurso, debe emitir una regulación propia del fracturamiento hidráulico que garantice la mejor práctica de esta.

Para poder entonces aprovechar adecuadamente esta tecnología y obtener sus beneficios, es importante detectar donde se localizan los riesgos de provocar un impacto negativo, para poder darles solución y controlar la actividad correctamente.

Es por esto que en este capítulo se exponen, de manera general, los diversos riesgos de impacto involucrados en las etapas del fracturamiento hidráulico y sus actividades, citando algunas circunstancias en las que, precisamente, los riesgos terminaron en alguna consecuencia negativa, fruto de mala regulación y mala práctica, para así justificar la intervención del estado para cerciorarse de que dichos impactos no ocurran en la nueva época de la industria petrolera mexicana.

La forma de esquematizar el proceso de las etapas del fracturamiento hidráulico es con lo que es llamado *Ciclo del Agua del Fracturamiento Hidráulico*.

Etapas del Proceso del Fracturamiento Hidráulico y sus Riesgos

Cada riesgo a impacto está relacionado con alguna de las etapas que conforman el Ciclo del Agua del Fracturamiento Hidráulico, aunque algunos de los impactos no sean directamente en el agua.

El proceso consta de cinco etapas descritas a continuación.

1. **Extracción o Toma de Agua:** En esta etapa se extrae el agua que será utilizada para fabricar fluido fracturante. La fuente puede ser desde ríos, lagos o cualquier depósito de agua en superficie, hasta acuíferos subterráneos.
2. **Mezcla con químicos:** El agua extraída del depósito es utilizada como base para la preparación del fluido fracturante y se mezcla con propano y otros aditivos químicos que la compañía petrolera vea conveniente añadir. Normalmente esto se lleva a cabo a los alrededores del pozo inyector.
3. **Inyección en el pozo y fracturamiento:** La mezcla de agua con químicos, ya llamada para entonces *fluido fracturante*, es inyectada en el pozo productor o inyector hacia la formación objetivo, para así fracturarla, aumentar su permeabilidad y poder extraer el hidrocarburo. Es la etapa clímax del proceso, pues es cuando en sí se hace el fracturamiento hidráulico.
4. **Producción de agua de retorno:** Una vez finalizado el proceso de fractura, un porcentaje del fluido fracturante regresa a superficie por medio del pozo del que fue inyectado y se hace una recolección de este hacia la última etapa.
5. **Depósito y tratamiento de agua de retorno:** El fluido recolectado se transporta para ser depositado en contenedores para su tratamiento y se elige su destino, puede que sea inyectado en un pozo letrina o vuelva a ser utilizado en actividades de fracturamiento, para lo cual se repite el ciclo.

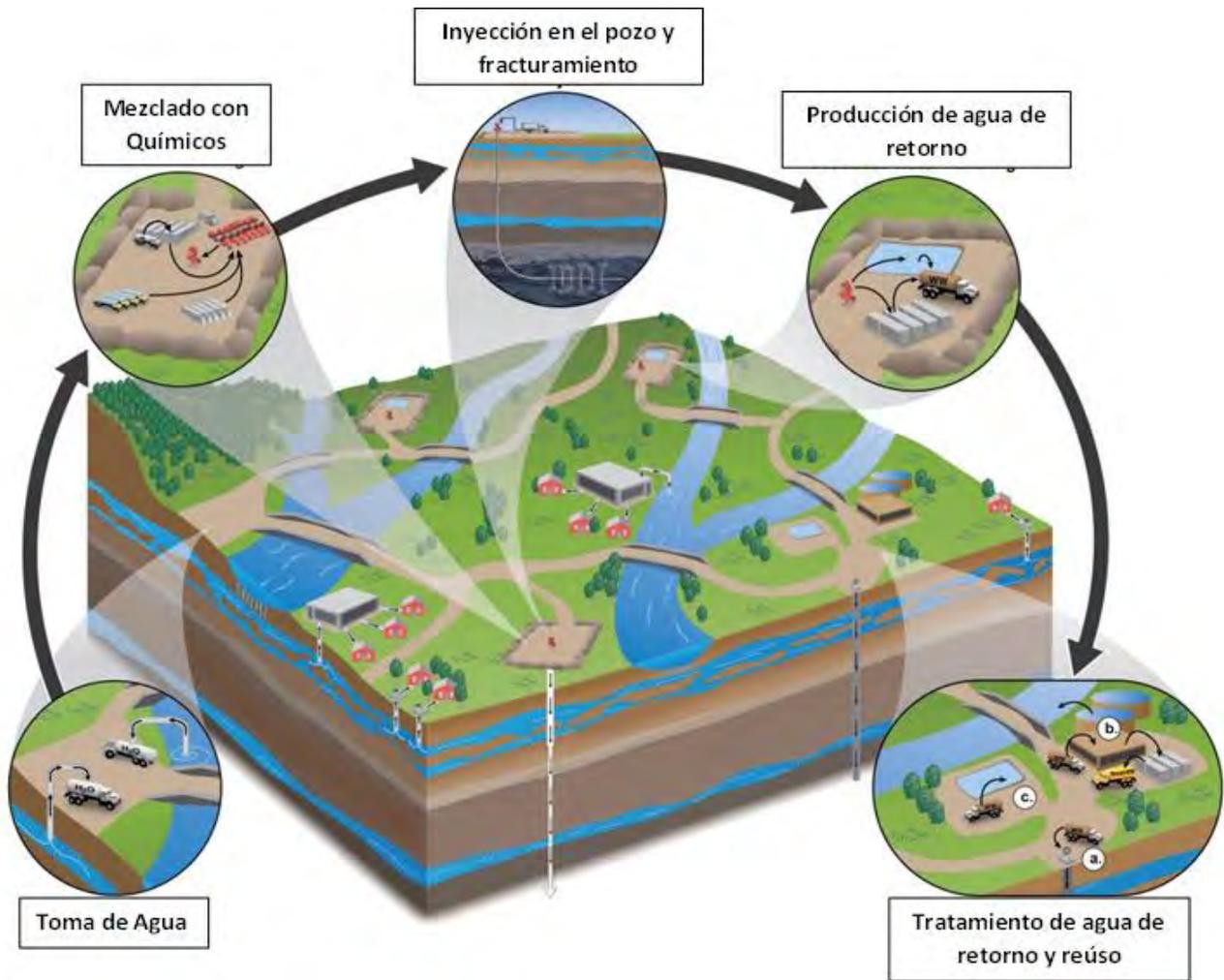


Figura 6 "Ciclo del Agua del Fracturamiento Hidráulico "
 Fuente: EPA 2016

A lo largo de cada etapa existen diferentes actividades causantes de los impactos al medio ambiente y a la salud. De manera general, estas actividades tienen que ver con uso de malas prácticas, negligencia de uso de las mejores prácticas, descuidos, falla en los equipos, o algunos factores geológicos. Dado que la naturaleza de estas actividades tiene que ver con la manera en que son realizadas, los riesgos de impacto deben ser controlables. (EPA, 2016)

Las más destacadas de estas actividades son las siguientes:

- Extracción de agua en temporadas y/o áreas donde existe baja disponibilidad de agua, particularmente en zonas con reservas limitadas o decrecientes.
- Derrames durante el manejo del fluido fracturante y de químicos con concentraciones considerables propensas a alcanzar fuentes suministradoras de agua.
- Inyección del fluido fracturante en pozos con deficiente integridad mecánica, permitiendo que gases y/o líquidos puedan filtrarse y por tanto moverse hacia las reservas de agua.
- Inyección de fluido fracturante directo hacia reservas de agua subterránea.
- Filtración del fluido fracturante y de hidrocarburos a través de las fracturas de la formación, permitiendo que llegue a cuerpos de agua.
- Descarga o tratamiento inadecuado de agua de residuo en depósitos naturales.
- Disposición o almacenamiento de agua de residuo en pozos sin encubrimiento, que resulta en contaminación subterránea.

Se han hecho estudios de casos particulares donde hubo afectación por alguna de estas actividades y se ha cuantificado. Estos registros pueden encontrarse en muchas instituciones y particularmente en reportes de la EPA

Muchas investigaciones señalan que, a pesar de ya haber cuantificado muchas de las consecuencias negativas de estas actividades, aún no se cuenta con suficiente información acertada en un 100 por ciento de los impactos que han tenido o pueden tener, sin negar su existencia.

Entonces, para poder dar mayor fundamento a la necesidad de controlar estos riesgos, respaldaremos los riesgos de cada etapa con algún evento que sirva como evidencia empírica internacional.

Primer Etapa: Extracción o Toma de Agua

El ciclo comienza con la extracción del fluido base para fabricar el fluido fracturante, más del 90 por ciento de las veces es agua potable. El motivo de esto es que otros fluidos ocupados, como aceite o agua salada, no aceptan los químicos que le son añadidos en la siguiente etapa como lo hace el agua potable.

Las fuentes principales de donde se extrae son dos:

- Fuentes superficiales: Ríos, lagos, arroyos, etc.
- Acuíferos subterráneos.

Como se podrá observar, estas dos fuentes principales son las mismas que se suministran a otras industrias y actividades (como el consumo humano, o la actividad ganadera o agropecuaria) y principalmente los fines que la ciudadanía le da para consumo diario. De aquí el origen de la mayoría de los problemas en esta etapa.

Los tres factores en juego, cuyo descontrol es la causante de los problemas de riesgo en esta primera etapa, son los siguientes:



Diagrama 2 "Principales factores de riesgo en Extracción de Agua"

Los tipos de problemas que desencadenan que estos factores generen repercusiones negativas son tres: **naturales, regulatorios y sociales**.

Las razones físicas (o naturales) son las relacionadas con la disponibilidad del agua y su calidad. Los regulatorios son aquellos que derivan de un marco legal incompetente que no administra adecuadamente el manejo de los recursos y las actividades, provocando tanto problemas físicos como sociales; las razones sociales son resultado de un desequilibrio entre la población, el gobierno y las compañías que desean explotar los recursos del agua y que después general descontento y movimientos que dificultan tanto la realización de actividades como la resolución de problemas.

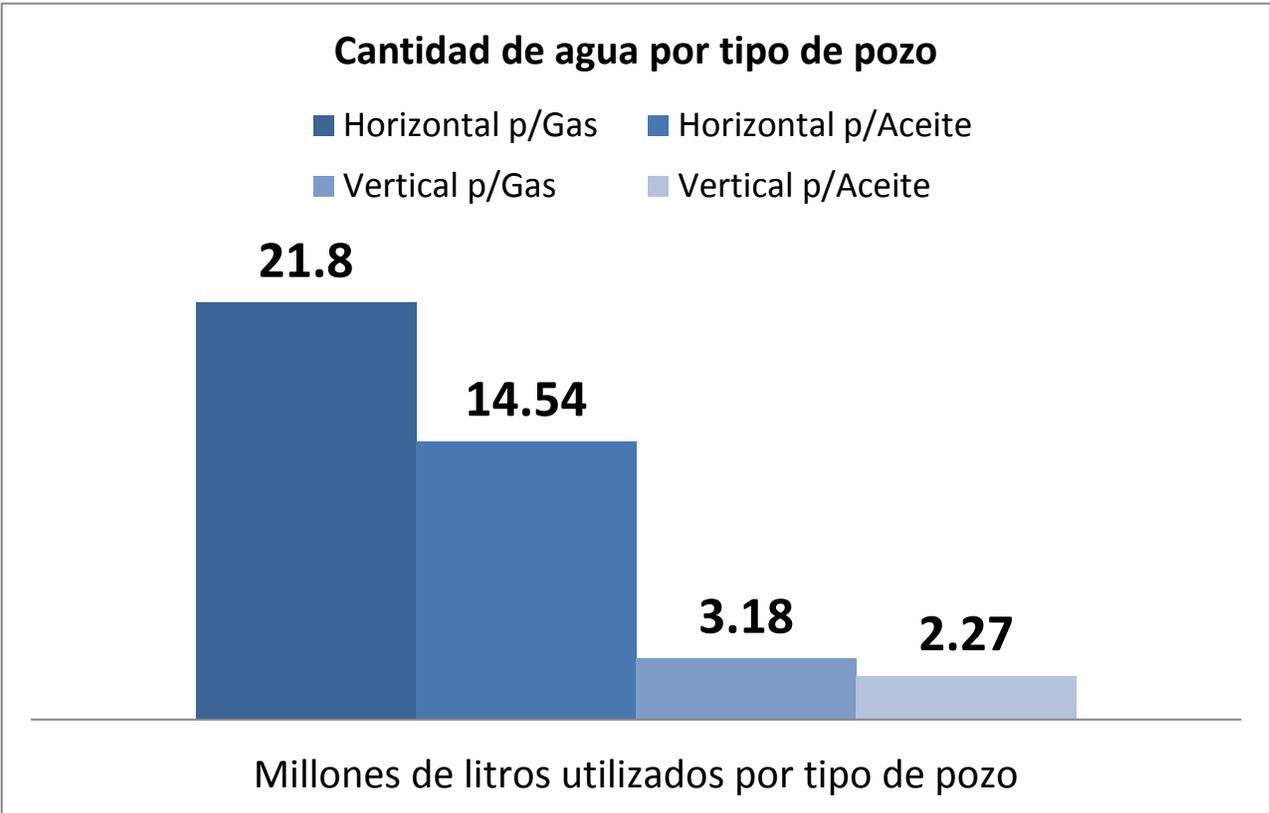
El descontrol de estos factores crean un efecto dominó de complicaciones, por ejemplo, al tener un carente control en la explotación del agua por parte del gobierno, las empresas pueden hacer un uso y explotación inadecuados de los acuíferos, poniendo en riesgo la disponibilidad del agua y su calidad, y si la fuente de la que se está extrayendo es utilizada también para otro sector de la población, provoca un descontento, y los movimientos sociales afectan las operaciones de las empresas y el gobierno, creando un círculo vicioso. Esto se ha observado en campos en Texas, por ejemplo.

En Bakken en Dakota del Norte, a pesar de ser zona árida donde se lleva a cabo actividades de fracturamiento, por su baja densidad poblacional, se consiguió un equilibrio entre las tres partes, provocando así un casi nulo desabastecimiento de agua para los tres consumidores. (Ceres, 2014) Demostrando así que es posible llevar a cabo la práctica adecuadamente.

Competencia por el agua y su disponibilidad

La cantidad de agua utilizada para fracturamiento hidráulico es muy variada. Entre 2011 y 2013, FracFocus 1.0, plataforma web estadounidense en la que voluntariamente se reportan los químicos utilizados en el fluido fracturante y de la cual hablaremos más tarde, reportó 5.7 millones de litros de agua como la cantidad promedio aproximada por pozo hidráulicamente fracturado.

Sin embargo, factores como el geológico, el diseño del tipo de fractura y el mecanismo del pozo afectan la cantidad de agua necesaria, la cual puede ir desde los 280,000 a los 30 millones de litros por pozo. Podemos representar esta variación por tipo de pozo en la siguiente gráfica:



Gráfica 8 "Cantidad de Agua Utilizada en Operaciones de FH por tipo de Pozo"
Fuente: Ceres

En 2014, se habían ocupado cerca de 4.5 miles de millones de litros de agua en 30 diferentes condados donde se llevó a cabo fracturamiento hidráulico en Estados Unidos, casi el equivalente al consumo diario de agua de 8 millones de personas en Nueva York. (Ceres, 2014)

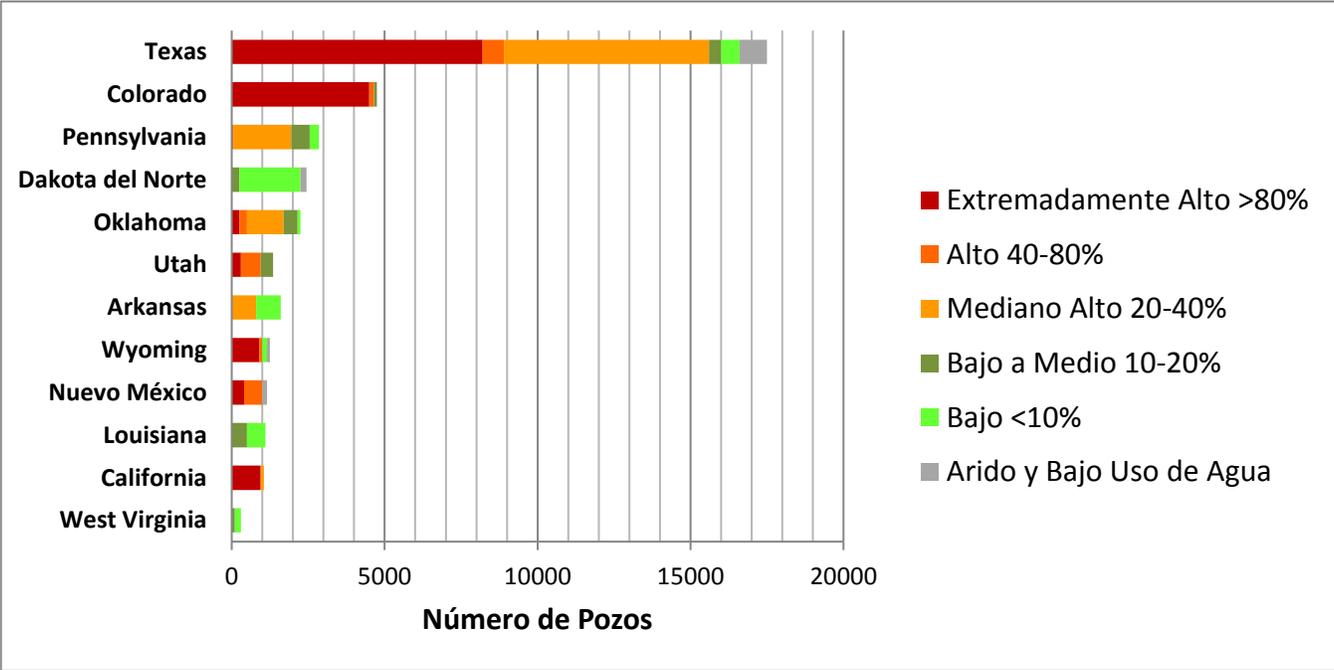
Podríamos decir entonces que el mal control de la extracción de agua provoca que la competencia de extracción crezca y por tanto la capacidad de abastecimiento decaea. Obviamente, al autorizar extraer agua para fracturamiento hidráulico de un cuerpo que tiene riesgo a sobreexplotación (que en realidad puede ocurrir con cualquier otra actividad no relacionada a la industria petrolera) provocará problemas de disponibilidad, situación que sí ha acontecido.

Cerca de la mitad de los 39,294 pozos hidráulicamente fracturados en EUA reportados en FracFocus1.0 entre 2011 y 2013, (aproximadamente 18,000) se encuentran en regiones de alto o extremo conflicto de disponibilidad de agua. Arriba de 28,000 pozos, o el 73 por ciento, se encuentran en regiones con, al menos, mediano conflicto.

En las zonas de conflicto extremo, la población junto con la industria, consume arriba del 80% del flujo disponible anual de agua, tanto de fuentes superficiales como subterráneas. En regiones de alto conflicto ronda entre el 40 y 80 por ciento. Se predice que el mismo fenómeno ocurre en el panorama mundial.

La situación es crítica si consideramos que la tasa de recuperación de los mantos freáticos y de las fuentes de agua no suele ser suficientemente veloz en ocasiones, provocando entonces desabastecimiento en las poblaciones que adquieren agua para fines de consumo humano y cuyas fuentes están siendo sobreexplotadas, este sector es el primero en ser afectado.

Si clasificamos la cantidad de pozos fracturados hidráulicamente por estado en EUA y analizamos cuántos de ellos se encuentran y en qué nivel de conflicto de disponibilidad de agua, observaremos que en estados donde el fracturamiento es más utilizado, como Texas o Colorado, la densidad de pozos en zonas de extremo consumo de agua es mayor, poniendo en peligro a las comunidades aledañas.



Gráfica 9 "Estados en EUA con más pozos hidráulicamente fracturados clasificados por consumo de agua local"
Fuente: Ceres

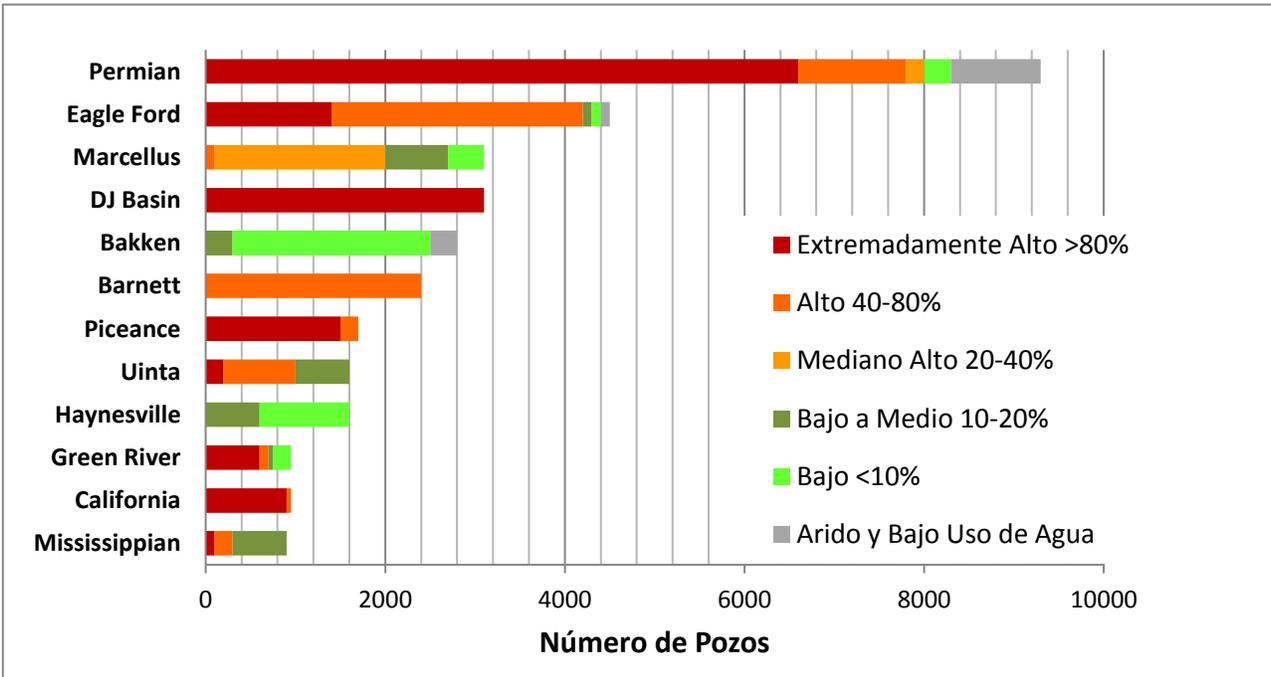
Como se puede ver en la gráfica, la mayoría de los pozos se encuentran entre nivel alto y extremo. Estados como Wyoming o California, aunque no tienen una cantidad de pozos tan grande como en Texas, tienen una alta densidad de pozos en regiones con extrema competencia por agua.

Las cinco regiones más grandes de shale gas de EUA –Eagle Ford, Marcellus, Permian, Barnett y Haynesville- ocupan el 70% del agua extraída para fines de fracturamiento hidráulico en Estados Unidos. Permian, Eagle Ford y DJ tienen

desde 33 hasta casi 100 por ciento de sus pozos en áreas con alto o extremo consumo de agua. (Ceres, 2014)

El play de Eagle Ford en el sur de Texas tuvo el mayor gasto de agua de todos, arriba de 87 miles de millones de litros para 2014, seguido por los plays de Marcellus, Permian, Barnett y Haynesville. (Ceres, 2014) Eagle Ford representa el máximo de conflictos con el fracturamiento hidráulico, por su alta concentración de actividad de perforación, alto consumo de agua, sequía, preocupaciones por el agua subterránea y alta relación consumo/disponibilidad de agua. En promedio 16.7 millones de litros por pozo.

En esta gráfica se ve una situación similar a la de la gráfica previa, la densidad de pozos en regiones con competencia por el agua extremadamente altas es la predominante en las regiones petroleras, por lo que es de esperarse que si en nuestro país carecemos de control de extracción ocurra lo mismo.



Gráfica 10 "Competencia de agua por estado por consumo de agua en EU"
Fuente: Ceres

Las consecuencias que han traído estos acontecimientos son primordialmente la disminución del abastecimiento de agua potable para las comunidades, lo cual genera descontento y movimientos que interrumpen el progreso de las operaciones. También otras industrias, como la ganadera y la agrícola, se han visto afectadas dado que la disponibilidad de adquisición de agua para ellas también se reduce.

Riesgos por condiciones de sequía

La sequía es factor importante de complicaciones en la recarga de los acuíferos. Las temporadas de sequía llegan a las zonas de abastecimiento de agua por motivos tanto natural o consecuencia de la actividad humana.

Naturalmente que existe gran posibilidad de que se requiera consumir las cantidades de agua que requiere el fracturamiento hidráulico en momento de sequía en la región de la que se esté extrayendo el agua.

Al ocurrir esto, se suele buscar otras fuentes lejanas de agua de las que se pueda abastecer la demanda (tanto industrial como civil), lo que es en ocasiones más caro que si se obtuviera de la fuente considerada previamente, debido a costos por transporte.

Este mal control en la extracción de agua tiene probabilidad de crear un efecto en el que diversos acuíferos se agoten en cadena, y si estos presentan insuficiente tasa de recuperación, puede tomar décadas para que se recuperen, y muchos corren el riesgo de terminar completamente irrecuperables.

El 56 por ciento de los pozos hidráulicamente fracturados en Estados Unidos están en regiones que experimentan condiciones de sequía a corto y largo plazo. Zonas en California, Oklahoma, Nuevo México, Arkansas, Louisiana y mayoritariamente en Texas, experimentan prolongadas condiciones de sequía. (Ceres, 2014)

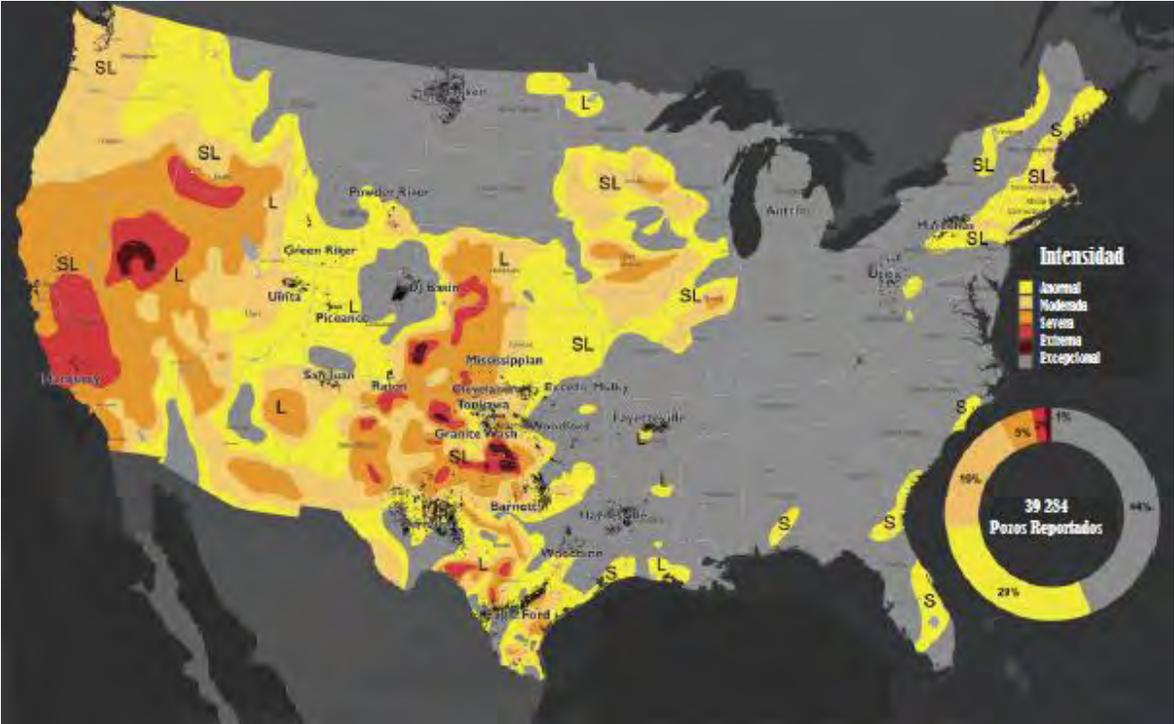


Figura 7 "Pozos en regiones de sequía en Estados Unidos"
Fuente: Ceres

En el mapa podemos observar que el 55% por ciento de los 39,294 pozos registrados para enero 2014 se encuentran en alguna región con sequía.

La sequía no tiene relación con la práctica de fracturamiento en sí, ya que depende de otros factores. No obstante, aquellas zonas que presentan sequía y además tienen actividades de fracturamiento hidráulico deben de captar la

atención de los reguladores y buscar solución al riesgo de tener un impacto en la disponibilidad de agua.

Reservas de agua subterráneas

Se ha observado que las fuentes de agua subterráneas cuentan con menos cuidado regulativo que las superficiales, poniéndolas en mayor riesgo. En regiones con alta actividad de fracturamiento, como Texas, la mayoría del agua ocupada para fluido de fracturamiento proviene de debajo de la superficie, y no se le requiere a las operadoras algún tipo de monitoreo o reporte.

La extracción desmedida de los cuerpos de agua subterráneos puede tener consecuencias directas en los depósitos acuíferos ubicados en superficie, ya que estos suelen estar interconectados. Cuando se extrae agua del subsuelo y consecuentemente reduce el reabastecimiento de alguna fuente en superficie, se afecta también a los sectores que ocupen dicha fuente superficial para sus actividades.

Los mantos acuíferos bajo tierra (tanto aquellos que están a enormes profundidades como los que no) están generalmente interconectados con algún cuerpo de agua en superficie, como se mencionó anteriormente. El cambio de su profundidad se debe al paso del tiempo. El agua de lluvia que precipita es la principal fuente que recarga los mantos acuíferos, pero en muchos casos esto toma muchos años, incluso siglos o más. El agua superficial y subterránea es en realidad la misma fuente, a pesar de que los reguladores y los consumidores suelen verlos como entes separados.

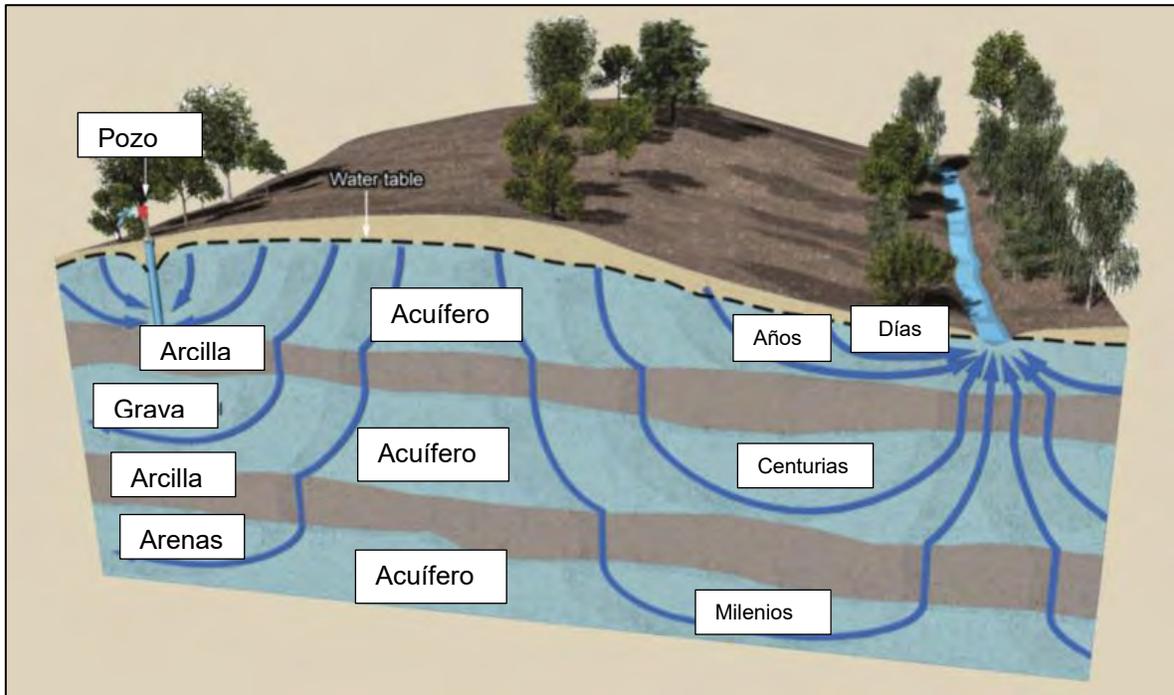


Figura 8 "Interconexión de cuerpos de agua superficiales y subterráneos "
 Fuente: USGS, Ground Water and Surface Water

Por lo que al descuidar los cuerpos subterráneos regulativamente se puede generar un desequilibrio en la recarga natural de las fuentes de agua superficiales, que son las más tomadas por la sociedad para vivir y desarrollarse.

Segunda Etapa: Mezclado con Químicos

El fluido fracturante es fabricado en esta segunda etapa. Está compuesto básicamente por tres partes: un fluido base, propano y otros aditivos químicos. El fluido base conforma el mayor porcentaje, y este puede ser una sustancia única (como el agua recién extraída en la etapa anterior) o una mezcla de varias (agua y nitrógeno, por ejemplo).

El propano es la segunda fracción más grande que conforma el fluido fracturante; la arena fue el propano más reportado en FracFocus 1.0 entre 2011 y 2013, pues el 98% de los pozos reportados así lo mostraron.

Los aditivos normalmente son la fracción más pequeña del fluido fracturante, pero tiene el mayor riesgo de impacto que el fluido base o el propano. Puede que esté compuesto por solo un químico o una mezcla de varios. Las propiedades de la roca, la temperatura, la presión y otros factores son los determinantes para elegir el tipo adecuado de aditivo, así como los alcances y capacidades de la compañía que lo fabrica.

A continuación se muestra una gráfica con las proporciones de los componentes de un ejemplo de fluido fracturante *Slickwater*, los porcentajes pueden variar en un caso real, pero sirve para ilustrar la distribución de proporciones.

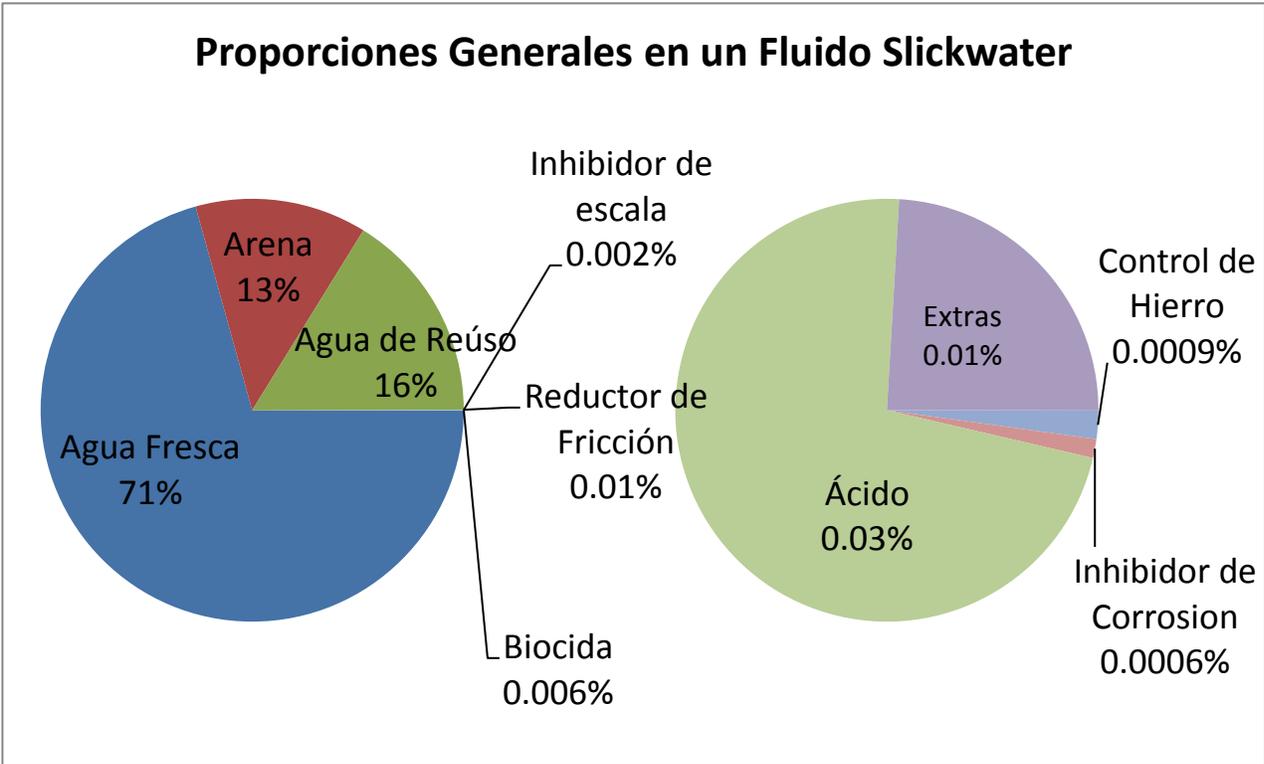


Diagrama 3 "Ejemplo de fluido fracturante Slickwater"
Fuente: EPA

A pesar de que el porcentaje de los aditivos en el fluido fracturante es muy pequeño, llegando a máximos de 2 por ciento, la cantidad de aditivos que se inyecta es grande, debido a que el total de cantidad de fluido fracturante lo es.

Por ejemplo, si se inyectara una cantidad de fluido fracturante a un pozo, 3.8 millones de litros, y la proporción de aditivos que contuviera fuera de 1.5% la cantidad de aditivos inyectados serían 57 mil litros, más que suficiente para generar un impacto si no se toman medidas para mitigar los riesgos en los aditivos.

La EPA identificó 1,084 químicos entre 2005 y 2013 que fueron utilizados en la fabricación de fluido para fracturamiento hidráulico. El análisis que realizó en FracFocus 1.0 indicó que entre 4 y 28 químicos fueron utilizados por pozo entre enero del 2011 y febrero del 2013. Tres de ellos –metanol, destilados ligeros de petróleo hidrotratado y ácido clorhídrico- fueron reportados en un 65 por ciento de los pozos en FracFocus 1.0 y 35 químicos en al menos 10 por ciento de los pozos. (EPA, 2016)

De esos químicos utilizados en fluidos fracturantes, se obtuvieron las propiedades fisicoquímicas de 453, y se descubrió que la mayoría están fuertemente asociados con materiales orgánicos, por lo que tienen potencial de ser contaminantes a largo plazo. A pesar del hecho de que muchos se disuelven en el agua, muchos pueden permanecer en ella.

Se han hecho diversos estudios relacionados con los componentes de los aditivos y diversos descubrimientos han demostrado la toxicidad y el impacto a la salud y al medio ambiente que pueden ocasionar si se manejan sin cuidado.

Los aditivos son normalmente almacenados en contenedores múltiples y cerrados, con capacidades que van desde los 760 litros hasta 1,430 cada uno, y se

transportan por medio de tuberías o mangueras. (EPA, 2016) Naturalmente que el equipo está diseñado para contenerlos de manera segura. Sin embargo, derrames y fugas son probables ocurrir de manera común. El suelo, la calidad del agua y la salud son los más probables en recibir las consecuencias.

Estos derrames tienen dos principales causas: Falla en el equipo y errores humanos. La EPA presentó de un análisis de nueve agencias estatales, nueve operadores y nueve compañías de servicio habían reportado 151 derrames de fluido fracturante o aditivos en las proximidades del pozo inyector en 2011.

De estos derrames, el 34% fue causado por fallas en los equipos, 25% por errores humanos y más del 30% provino de las unidades de almacenamiento, tales como tanques y camiones.

De la misma manera, La Comisión de Conservación de Aceite y Gas de Colorado reportó entre 2010 y 2013 125 derrames durante actividades de estimulación de pozo.

Estos derrames alcanzan fuentes de agua en las cuales, por supuesto, generan un impacto muy grave. Trece de los 151 derrames identificados por la EPA reportaron haber alcanzado algún cuerpo de agua, como arroyos y ríos. Entre los 13 se alcanzaron volúmenes de 27,000 litros derramados.

Por supuesto que en lugares donde las rocas superficiales tienen baja permeabilidad es menos probable que el fluido derramado alcance algún cuerpo de agua subterráneo. Sin embargo, cuando esto no acontece, es mayor la

probabilidad de que el fluido derramado se filtre y alcance el cuerpo de agua y lo contamine.

Incluso, dependiendo de la cantidad del derrame, se puede alcanzar los cuerpos de agua por ambas direcciones, es decir, tanto por medios superficiales como subterráneos, contaminando manantiales y fuentes de agua, que recordando, muchos también suministran a más industrias y al consumo de la gente.

Esto se puede ilustrar de la siguiente forma.

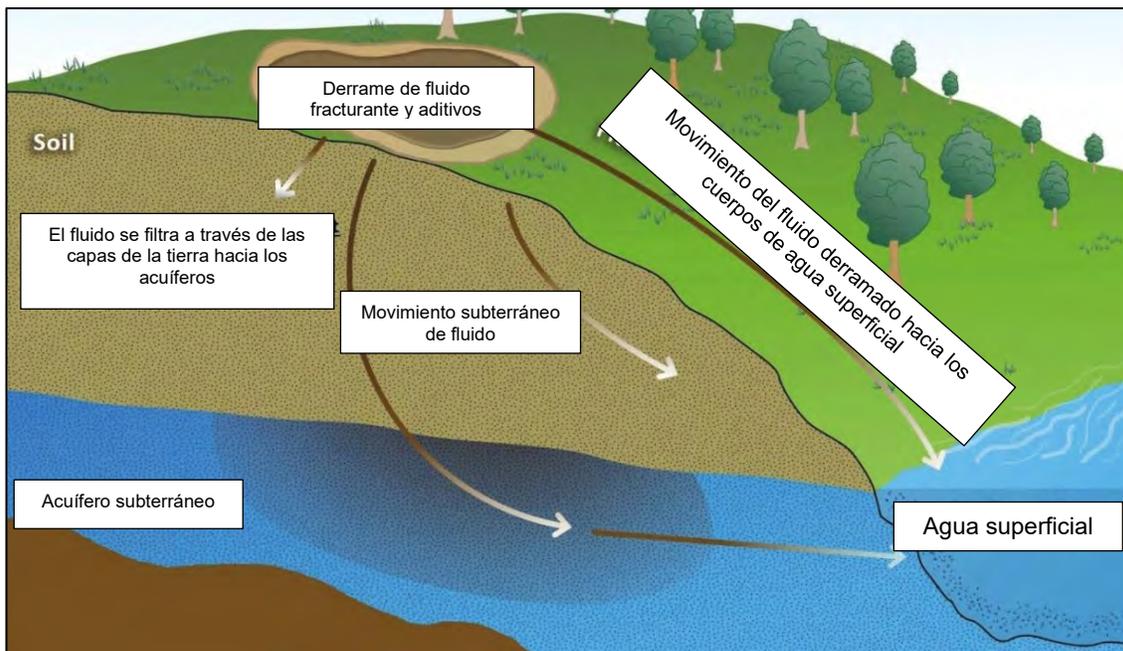


Figura 9 "Contaminación de mantos acuíferos"
Fuente: EPA

Muchas de las propiedades de los químicos utilizados en los aditivos tienen diferente movilidad, alta o baja, lo que trae impactos de diferente estilo: cuando un aditivo tiene una movilidad reducida y es derramado, se esperan impactos mayores y a largo plazo, puesto que permanece en el mismo lugar por más

tiempo, y si el fluido se movió a algún lugar subterráneo es muy difícil de alcanzar y eliminarlo.

Por otro lado, cuando se trata de un aditivo con mayor movilidad, el impacto tiene más probabilidad de ser a menor plazo pero con mayor área de afectación, pues al no permanecer en el mismo sitio puede alcanzar lugares más profundos o más alejados, afectando mayor número de acuíferos y de localidades.

La cercanía de las zonas de mezclado a los pozos a las fuentes de agua y a poblaciones es otra agravante que aumenta el riesgo a impacto de este problema.

Muchos de los pozos hidráulicamente fracturados se han ubicado cerca de residencias y de fuentes de agua potable públicas, y aunque esta proximidad a las fuentes de agua en sí misma no es suficiente para que un impacto ocurra, sí incrementa el potencial de los impactos.

Tercer Etapa: Inyección en el Pozo

En esta etapa se lleva a cabo el propósito de la técnica: fracturar la formación objetivo.

El fluido fracturante previamente fabricado, se inyecta en el pozo que posteriormente será el pozo productor y que conecta la superficie con la formación objetivo, a presiones suficientemente altas como para crear fracturas en la roca contenedora del hidrocarburo y mejorar la permeabilidad.

Los riesgos de esta etapa nacen de las posibilidades de alcance del fluido fracturante por filtraciones hacia zonas vulnerables a efectos negativos por los

químicos que lo constituyen. Básicamente las filtraciones se dan de dos formas: a través de fracturas en la formación y a lo largo de los componentes mecánicos del pozo.

Filtraciones a través de fracturas

No obstante que la roca que está siendo fracturada posee una permeabilidad baja que hace difícil la propagación de fracturas distantes, (situación por la cual el fluido fracturante normalmente no viaja más allá de los límites de la roca) existe riesgo de que la presión inyectora sea suficientemente alta para eliminar este hecho y crear fracturas con extensión más allá de la formación objetivo y de los alcances planeados originalmente, alcanzando otras capas superiores en el subsuelo de las cuales normalmente no se tiene información. El impacto ocurre cuando esas capas no son capaces de detener el filtrado del fluido fracturante y este alcanza zonas vulnerables.

La consultora Fisher and Warpinski (2012) hizo un estudio de la red de fracturas que se genera en esta etapa en los campos Barnett, Eagle Ford, Marcellus, Niobrara y Woodford. En ellos pudieron observar que existen fracturas de extensión mayor a la promedio de la extensión de la mayoría de las fracturas, con longitudes desde 350 a 588 metros, aunque estas existían en un porcentaje reducido.

Lo que sugiere que, en efecto, algunas fracturas sobrepasan el promedio de la distancia calculada y corre riesgo de alcanzar las zonas vulnerables y generar algún impacto. Si tomamos en cuenta el dato anterior (extensiones de entre 350 y

588 metros) y los comparamos con las extensiones promedio de fractura de la tabla siguiente, notaremos la importancia de la diferencia de extensiones de las encontradas.

Tabla 1 "Promedio de longitud de fractura"
Fuente: Fisher and Warpinski

| Formación | Media aproximada longitud de fractura (pies [metros]) |
|------------------|--|
| Eagle Ford | 130 (40) |
| Woodford | 160 (50) |
| Barnett | 200 (60) |
| Marcellus | 400 (120) |
| Niobrara | 160 (50) |

Dado que los datos para crear un mapeo de la red de fracturas generadas por la inyección del fluido pueden ser bastante complicados de obtener, la forma de determinar si existe riesgo de que esta red de fracturas alcance zonas vulnerables es midiendo la distancia vertical entre las formaciones receptoras de fluido fracturante y el fondo de los cuerpos vulnerables.

Birdsell (2015), tomando en cuenta que esta distancia varía por diferentes condiciones campo en campo, y con ello los impactos, concluyó que el riesgo a que la red de fracturas alcance las zonas vulnerables se presenta en diferente medida dependiendo de la distancia vertical entre el acuífero vulnerable y la formación fracturada.

Así, el riesgo a impacto es mucho menor cuando:

1) La separación vertical entre la roca objetivo y el manto acuífero es grande y

2) no existe otro tipo de aperturas, como fallas naturales, fracturas u otros pozos fracturados aledaños que contribuyan a la ampliación de la red de fracturas que se está construyendo.

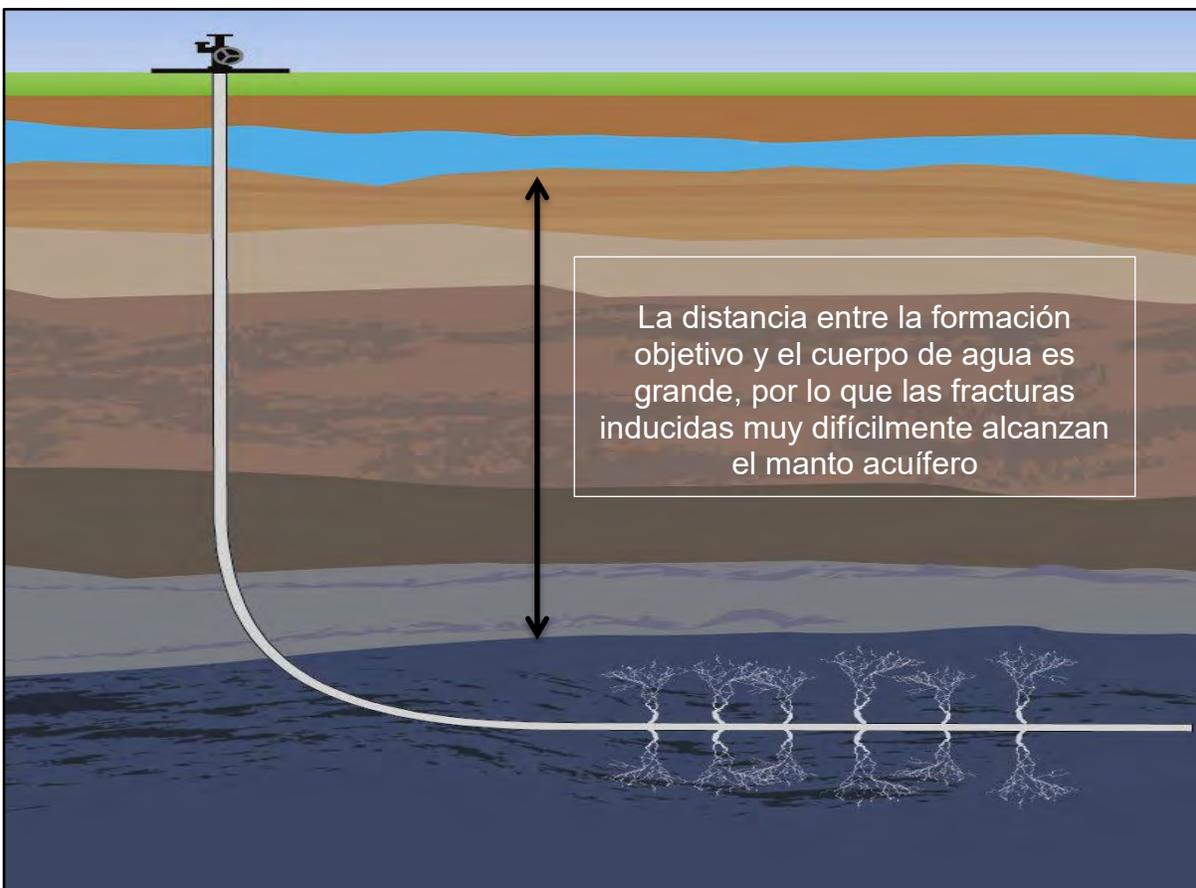


Figura 10 "Mayor distancia entre roca productora y acuífero"
Fuente: EPA

Sin embargo, sí se han visto afectaciones en acuíferos causadas por este tipo de filtración en el occidente de Estados Unidos, como en Wind River Basin, cerca de Pavillon, Wyoming y en Powder River Basin cerca de Montana y Wyoming. (EPA, 2016) mayoritariamente debido a la corta distancia entre el acuífero vulnerable y la zona fracturada.

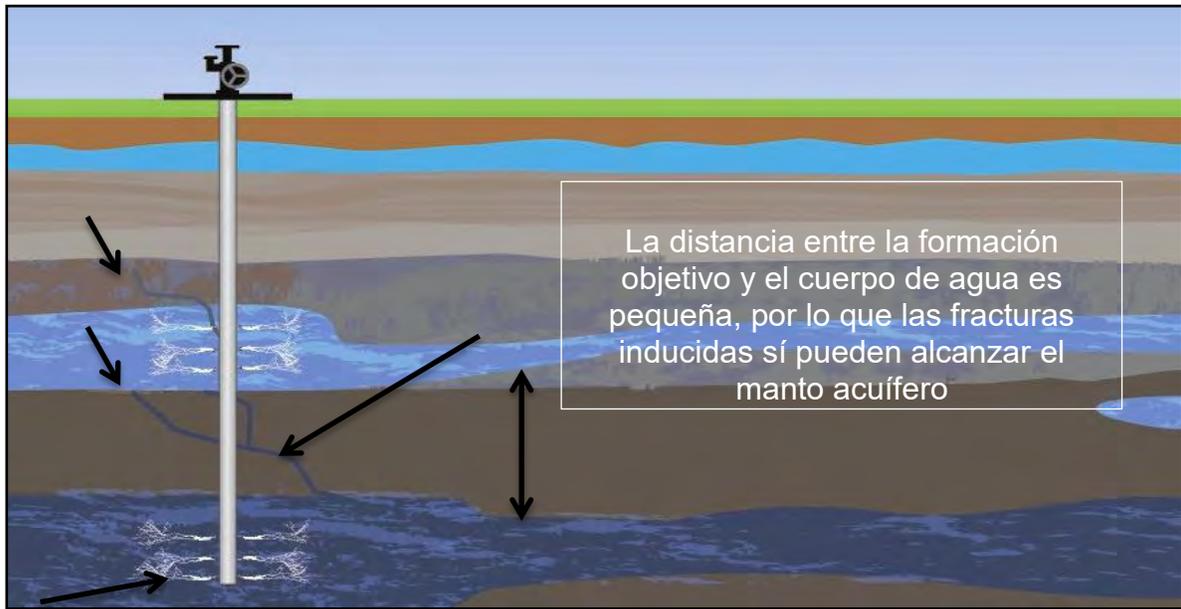


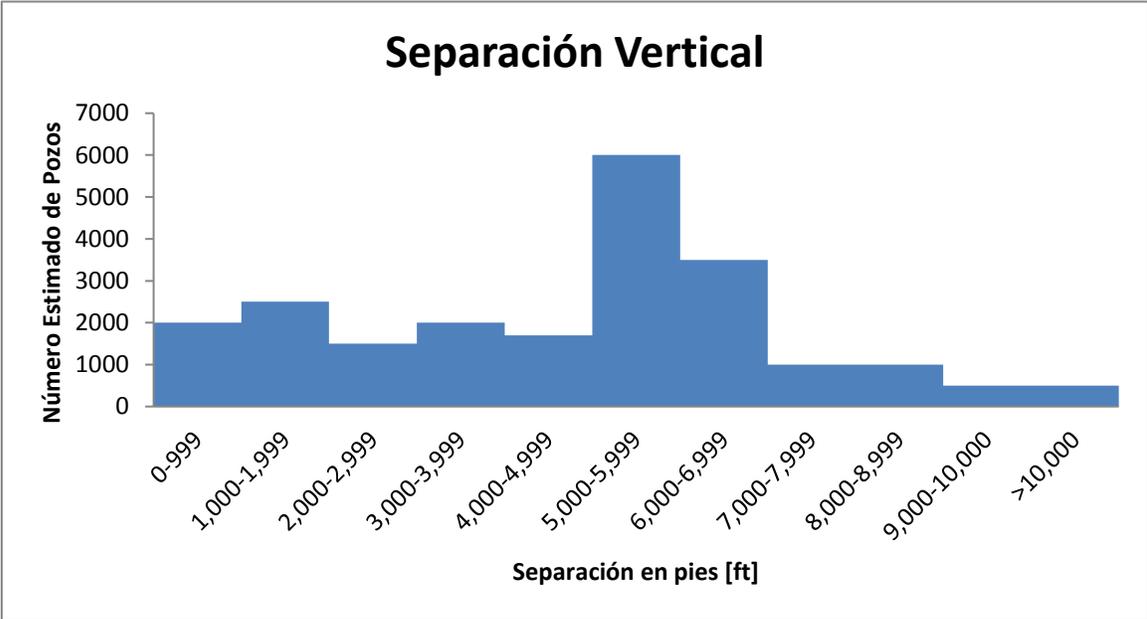
Figura 11 "Menor distancia entre roca productora y acuífero"
Fuente EPA

De acuerdo a un estudio de la EPA (2015) de aproximadamente 23,000 pozos de aceite y gas de nueve compañías distintas que existirán entre el año 2009 y 2019, en 6,000 de ellos la distancia entre la zona de fractura y el acuífero está entre 1,524 m (5,000ft) y 1,828 m (5,999 ft)

Independientemente de que la distancia entre el acuífero y la formación fracturada es larga o corta, la red de fracturas de otros pozos fracturados hidráulicamente cercanos aumenta potencialmente la posibilidad de que el fluido fracturante, u otro tipo de fluidos, como los hidrocarburos, fluyan hacia los acuíferos.

Esto sucede porque la nueva red de fracturas del pozo que está siendo fracturada alcanza otra red creada anteriormente, y al encontrar menor resistencia, el fluido fracturante puede expandirse más de lo planeado, aumentando la longitud de sus fracturas y juntado ambas redes, provocando así no únicamente mayor riesgo de alcance de fractura, sino alterando al otro pozo. A este evento se les conoce como “*Frac Hits*”.

En Nuevo México, Oklahoma y otros lugares se ha reportado este evento. Se ha observado que en las localidades reportadas existen pozos a distancias de incluso 335 metros de otros fracturados con anterioridad, distancia que permite un margen de riesgo de alcanzar redes anteriores alto. Inclusive se han detectado *FrackHits* en pozos a relativa larga distancia, hasta los 2,567 metros de distancia. (EPA, 2016), que claro, son casos excepcionales.



Gráfica 11 "Separación promedio entre acuífero y la formación fracturada entre 2009 y 2019"
Fuente: EPA

Filtración a través del mecanismo de pozo

Dado que también el pozo inyector es sometido a presiones altas durante el proceso de fracturamiento, la integridad de este debe ser adecuada para soportar y así evitar fugas o accidentes. Cuando la cementación o las tuberías que lo conforman no tienen la suficiente fuerza para mantener al pozo íntegro, se corre el riesgo de que sean estas quienes se fracturen y permitan filtraciones del fluido a través de ellos, llegando así a formaciones externas a las que no se tiene intención de tocar.

El rango de presiones a los que el pozo es sometido durante la operación va desde 2,000 psia hasta 12,000 psia. También el pozo se expone a cambios de temperatura, pues el fluido fracturante entra frío al pozo que está en un ambiente bastante cálido. En algunos casos se ha observado que la temperatura decae desde los 100°C hasta 18°C, lo que también pone en prueba la integridad mecánica.

Hay que recordar que el fracturamiento suele hacerse en más de una ocasión a lo largo del tiempo de vida del pozo, por lo que queda cabida a que nuevamente sea expuesto a estos cambios de presión y temperatura.

A continuación, de manera esquemática, se señalan los principales rumbos que toman las fugas en el pozo, y las zonas más vulnerables de presentarlas. Las flechas muestran las trayectorias que toma al filtrarse.

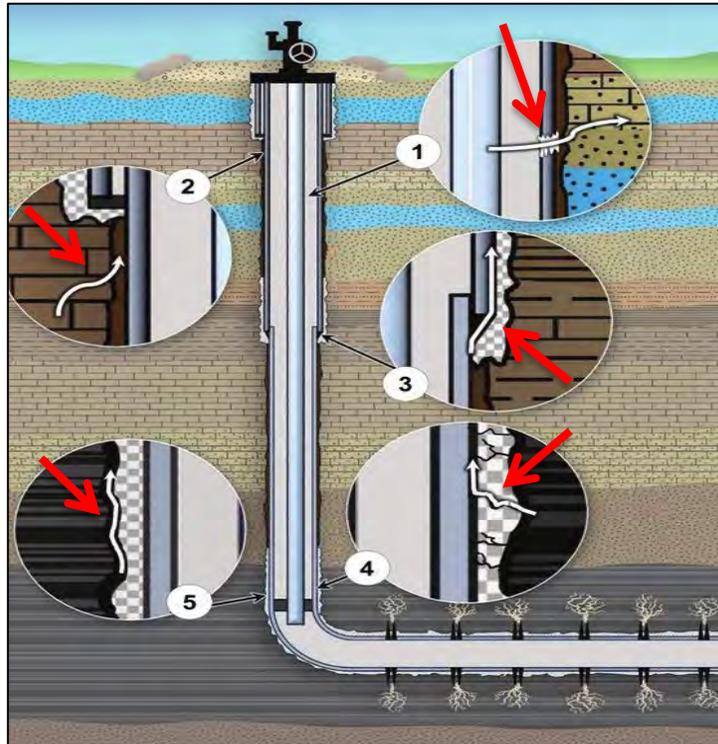


Figura 12 "Filtración por fallas de integridad de pozo"
Fuente: EPA

El punto (1) muestra la fuga de fluido a través de posibles aperturas en las tuberías y de la débil cementación del pozo hacia el exterior. El punto (2) muestra fluido inyectado que entra desde la formación al espacio anular del pozo. El punto (3) es una fuga en el pequeño espacio existente entre cambio de tubería y el cemento. (4) Fuga en fisuras en la mala calidad del cemento fraguado. (5) Fuga en el pequeño espacio existente entre el cemento y la formación.

Al existir estos canales de filtración, que naturalmente son causados por fallas en las actividades de la construcción de pozo y de fracturamiento, los cuerpos de agua cercanos son los propensos a contaminarse con el fluido fracturante, y estos pueden ser fuentes de agua que ya abastecen a poblaciones o comunidades aledañas (incluso pueden ser la misma fuente de la que se extrajo el fluido base

para el fluido fracturante) o fuentes de agua que pueden ser aprovechados en el futuro.

En Estados Unidos entre el año 2000 y 2013, se estimó que alrededor de 3,900 sistemas públicos de agua habían tenido por lo menos un pozo hidráulicamente fracturado a al menos 1,500 metros de distancia a las fuentes de agua que suministraron la base del fluido fracturante. Estos sistemas públicos de abastecimiento de agua suministraron a más de 8.6 millones de personas en el 2013. Además, 3.6 millones de personas habrían obtenido agua potable en regiones con al menos un pozo hidráulicamente fracturado en las cercanías. (EPA, 2016) Por supuesto, se han recomendado prácticas excelentes que reducen este riesgo.

Dichas prácticas son importantes de asegurar que se lleven a cabo, pues la mayoría de las preocupaciones en el mundo que han llevado a los gobiernos a tomar decisiones drásticas, como prohibir el fracturamiento, entre otras, en las actividades del fracturamiento hidráulico han nacido de la inconformidad por los impactos generados en las fuentes de agua potable alcanzadas por los fluidos, las cuales son fuente para surtir viviendas y comunidades.

Incluso ha habido confrontaciones de la sociedad civil contra representantes de la industria y del gobierno, con la intención de mostrar los impactos que han recibido en el agua potable a causa de actividades de fracturamiento.

Videos han circulado por la red responsabilizando a estas actividades de contaminar agua potable con metano u otros químicos, principalmente en lugares

donde se ha fracturado en zonas muy cercanas a las fuentes de agua potable, principalmente en Estados Unidos, Texas.



Figura 13 "Video Light Your Water On Fire from Gas Drilling, Fracking"
Fuente: YouTube 2011

Como se podrá notar, muchos de los diferentes riesgos que se presentan en esta etapa son evitables con una correcta la práctica y ejecución del fracturamiento.

Actividad Sísmica

Sismos han sido relacionados a esta etapa (y también a la etapa de inyección de fluido en pozos de depósito) en diferentes partes del mundo. La Royal Society (2012) ha comprobado la veracidad de este hecho, pues asegura que energía es desprendida de la formación fracturada en forma de ondas, provocando sismos.

Distintos registros de sismos inducidos por fracturamiento han sido documentados. El 1ro de abril del 2011, en Blackpool al norte de Inglaterra se experimentó un sismo de magnitud 2.3, poco después de que Cuadrilla Resources fracturara un pozo en Preese Hall. El 27 de mayo de ese mismo año se registró otro sismo de 1.5 de magnitud, aconteciendo después también actividades de fracturamiento del mismo pozo. El Departamento de Energía y Cambio Climático hizo un reporte sobre esta actividad sísmica (2012) y la actividad finalmente se suspendió.

Si bien, la magnitud de estos sismos es pequeña, sí despierta preocupaciones en la población. El 7 de octubre del 2017, se hizo público un reporte en el que Juan Manuel Rodríguez Martínez, investigador de la UANL puntualiza que se han producido 204 temblores en el estado de Nuevo León desde 2006 a la fecha, de estos, 17 fueron de magnitud de 4 a 4.5, siendo el de mayor intensidad el ocurrido el 13 de noviembre de 2013 con 4.5, el cual tuvo afectaciones en los municipios de China, Los Ramones, Cadereyta y Terán en comunidades y escuelas. Sin embargo, no menciona la magnitud de estas. (Frutos, 2017)

Claramente este es un aspecto que ha alterado a la sociedad, agravándolo más si le sumamos las experiencias trágicas que ha tenido México últimamente con los sismos. Por lo que es importante llevar a cabo prácticas que disminuyan este impacto.

Cuarta Etapa: Producción de Fluido de Retorno

Esta etapa consta de la recolección del fluido que retorna a través del pozo hacia superficie después de ser utilizado para fracturar la roca, para posteriormente ser transportado o reinyectado en la etapa cinco.

Este fluido, ya llamado en este punto *fluido de retorno*, es una combinación de fluido fracturante con otros componentes y fluidos hallados en la formación que fue fracturada. Comúnmente en la literatura se le conoce como *water produced* o *flowback*.

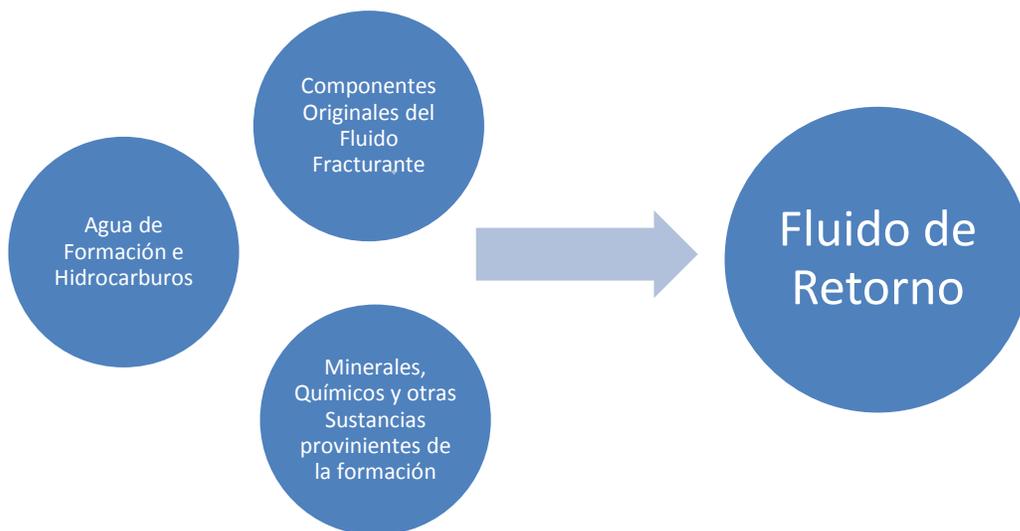


Diagrama 4 "Componentes del Fluido de Retorno"

Entre los componentes que se han encontrado en este fluido se encuentran: sales, metales, componentes orgánicos como el benceno, materiales radioactivos y los químicos correspondientes a los aditivos del fluido fracturante.

La cantidad de fluido de retorno que regresa desde el pozo depende de la formación y de sus características. Se ha estimado el porcentaje de fluido fracturante que retorna por medio del fluido de retorno y es muy variado.

Por ejemplo, pozos en la formación Marcellus normalmente producen del 10 al 30 por ciento del volumen de fluido fracturante inyectado en los primeros diez años después de haberse completado el fracturamiento. Por otro lado, algunos pozos de la formación Barnett han producido el 100 por ciento del volumen inyectado de fluido fracturante en los primeros tres años. (EPA, 2016)



Figura 14 "Depósito de fluido de retorno en Pad Pits o Liners en Pennsylvania"

El volumen de fluido recuperado suele ser mayor en los días después de la inyección de fracturamiento y va decreciendo con el tiempo.

La recolección del fluido de retorno se lleva a cabo por medio de tuberías o pipas de transporte. Una vez recolectada se deposita en tanques de almacenamiento, o en los llamados *pits* o *liners* antes de pasar a la siguiente etapa.



Figura 15 "Tanques de almacenamiento de fluido de retorno"

Naturalmente que el riesgo de derrames y fugas está presente, trayendo consigo consecuencias similares a las mencionadas anteriormente en la tercera etapa. La principal diferencia viene de que los componentes del fluido de retorno son distintos y en ocasiones, con mayor capacidad de generar impactos negativos.

La EPA reporta en un estudio realizado para diciembre del 2016, que la media de volumen de derrames ocurridos en esta etapa va desde 1,300 hasta 3,800 litros, pero han ocurrido de mayor magnitud. En Dakota del Norte ocurrieron 12 derrames mayores a 79,500 litros, cinco derrames mayores a 160,000 litros y uno mayor a 11 millones de litros. Las causas registradas de estos derrames son por errores humanos o en el equipo.

En 2015, la EPA también reportó que de 225 derrames notificados, 30 habían alcanzado algún cuerpo de agua superficial. El volumen derramado rondaba desde de 640 litros hasta 28,000 litros. Otra evaluación llevada a cabo por la Oficina de Servicios de Emergencia de California entre enero del 2009 y diciembre del 2014, reportó que el 18% de los derrames ocurridos en ese periodo de tiempo y en esta etapa habían alcanzado canales de agua.

Estos reportes han permitido hacer diferentes evaluaciones de la magnitud de los impactos. La mayoría de aquellos que fueron documentados implican incremento en los niveles de salinidad en cuerpos de agua tanto superficiales como subterráneos.

Por ejemplo, el mayor derrame reportado en 2015 ocurrió en Dakota del Norte; aproximadamente 11 millones de litros de fluido de retorno se derramaron de un ducto roto. (EPA, 2016) El fluido avanzó hasta llegar al arroyo Blacktail e incrementó la concentración de cloruro y la conductividad eléctrica del agua, acontecimiento que se atribuye a aumento en la salinidad. El mismo acontecimiento ocurrió en el Río Little Muddy y en el Río Missouri.

En 2007 en Kentucky, fugas en los llamados *pit storage*, que son depósitos con mallas impermeables, permitieron que fluido de retorno alcanzara el arroyo Acorn Fork, disminuyendo su pH e incrementando también su conductividad eléctrica.

El riesgo de que ocurra una filtración de este fluido a través de las paredes del pozo también está presente en esta etapa en el proceso de retorno. Como se mencionó anteriormente en la etapa de inyección, la correcta integración del pozo

es esencial, no sólo durante las etapas de fracturamiento, sino también para actividades de producción durante toda la vida útil del pozo.

Existen actualmente una serie de prácticas para prevenir este tipo de fallas, dado que los accidentes de derrames no son exclusivos del fracturamiento hidráulico, están presentes en otras industrias con repercusiones similares o hasta de mayor magnitud, y muchas de ellas pueden adaptarse a las actividades de fracturamiento.

Quinta Etapa: Depósito del Fluido de Retorno y Reúso

Esta última etapa tiene varias opciones para el destino del fluido de retorno, decisión que se realiza después de que el fluido se encuentra en los depósitos, pins, liners o tanques de almacenamiento.

Estas bifurcaciones son:

- a) La inyección del fluido de retorno en pozos letrina (también llamados *Clase II o de depósito*).
- b) Mezclado del fluido de retorno con agua fresca para fabricación de nuevo fluido de fracturamiento, es decir, su reinyección en una nueva operación de fracturamiento.
- c) Tratamiento del fluido para depositarlo nuevamente en las fuentes de agua de donde se extrajo.
- d) Depósito en tanques a la intemperie hasta evaporarse naturalmente.

La elección de alguno de estas opciones depende de muchos factores: el nivel de contaminación que presente el fluido de retorno, su volumen, la disponibilidad local para poder llevar a cabo el método seleccionado, costos, regulaciones, rango de producción del fluido de retorno, etc.

Un riesgo previo de *muy alto impacto*, que es importante recalcar en este trabajo, es que en vez de llevar el fluido a alguna de las opciones anteriormente descritas, se vierta el fluido ilegalmente en zonas con alta vulnerabilidad de contaminación por el fluido y en zonas prohibidas sin ningún tipo de control o de medida. Esto ha sucedido y, por cuestiones obvias, hay poco o casi nulo registro de estos eventos, pero son fáciles de realizar. Naturalmente que la magnitud de los impactos en el medio ambiente y en los alrededores es mayor cuando esta actividad ilícita se realiza.

Lo recomendable de hacer previamente, sea cual sea la actividad seleccionada como destino del fluido de retorno, es tener un control de las cantidades de fluido que se llevaran hacia alguna de las actividades anteriores y previamente hacerlo pasar por un eficiente proceso de tratamiento, y de ahí transportarse a la opción elegida.

Esto último muchas veces se evita por los costos que están involucrados, sin embargo sí se lleva a cabo en mayor cantidad cuando se elige reinyectar el fluido para fracturar de nuevo, inyectarlo en un pozo letrina o depositarse.

Inyección en Pozos Letrina

Es la opción más recurrida por las compañías por su adecuada relación costo-eficiencia, en especial cuando condiciones, como las condiciones geológicas, son favorables. Se estimó que 93% del fluido de retorno en el 2012 fue destinado a pozos letrina (Veil, 2015).

Gran cantidad de pozos letrina pueden ser encontrados en EU, están reportados (EPA, 2016) 7,876 en Texas, 5,516 en Kansas, 3,837 en Oklahoma, 2,448 en Louisiana y 1,054 en Illinois. Y en México es una práctica también común que se encuentra en los campos petroleros

Un impacto que se ha relacionado a la inyección de fluido de retorno en los pozos letrina tiene que ver con las fugas a través de fracturas naturales, inducidas o de pozo. Las consecuencias son las mismas que se ilustraron en la etapa de fracturamiento anteriormente descrita, con la agravante de que el fluido de retorno, en teoría, contiene mayores contaminantes que el fluido de inyección.

Sin embargo, los pozos letrina se construyen normalmente con previo conocimiento de las estructuras geológicas en las que será perforado. Estas estructuras deben ser adecuadas para almacenar el fluido de retorno con el menor impacto posible, por lo que deben de estar alejados de cuerpos de agua o zonas vulnerables.

Una de las características principales que también hacen de un pozo letrina recomendable es que, a diferencia de los pozos productores, la profundidad

adecuada para inyectar es variable, por lo que se procura que esta sea demasiado profunda para evitar acuíferos y otras zonas con riesgo en las capas del subsuelo.

A continuación se ilustra la estructura típica de un pozo inyector común. Como se podrá observar, su estructura en realidad no difiere tanto de la de un pozo productor normal.

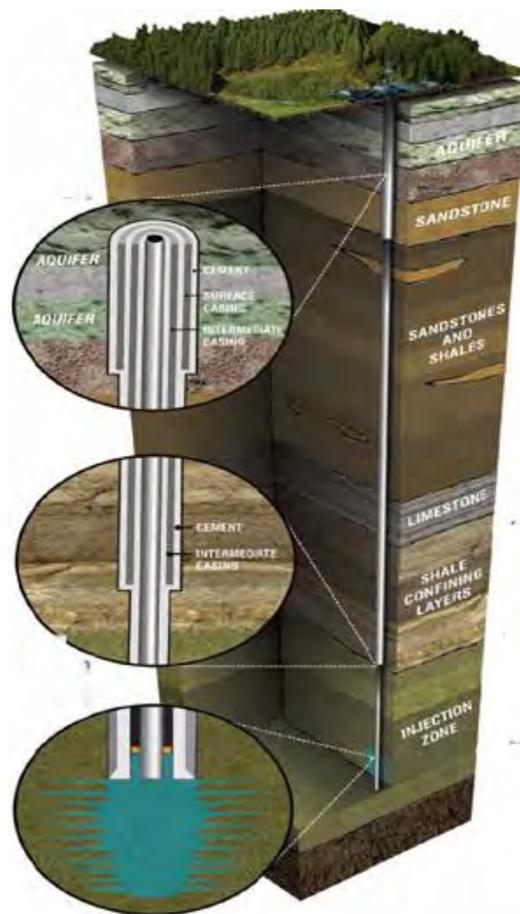


Figura 16 "Estructura pozo inyector o letrina"
Fuente: Starpoint Energy

Reinyección en nuevas actividades de fracturamiento

La opción de tomar el fluido de retorno para una nueva actividad de fracturamiento podría sonar a una idea más lógica y conveniente para las compañías. Sin embargo, esta actividad involucra un costo a veces más elevado, contrario a lo que se pudiera pensar.

Esto se debe a que el fluido de retorno tiene que pasar primeramente por instalaciones de tratamiento especial donde se le retiran los sólidos que quedaron disueltos o que simplemente acompañan al fluido, más algunos componentes químicos que pudo haber adquirido desde la formación fracturada y que pudieran alterar las propiedades esperadas para el nuevo fluido fracturante.

Una vez tratado se transporta a mezcladoras donde se hallará con nuevo fluido fracturante en fabricación (que idóneamente solo es una fracción de fluido base con pocos aditivos) Esto obviamente genera otro costo que sumado con el transporte y el previo tratamiento del fluido a veces sobrepasa lo que costaría una inyección en pozos letrina y extracción mayor de agua juntas.

Sin embargo, esta actividad se encuentra presente en sitios de manera muy concentrada, es decir, los pocos sitios que han optado por llevar a cabo reinyección lo hacen en porcentajes elevados. Ejemplo de esto es en la formación Marcellus (EPA, 2016) donde aproximadamente el 90% del fluido de retorno es ocupado para reinyección en nuevas actividades de fracturamiento.

Esta práctica es la mejor de todas las opciones en cuanto a mitigación de impactos se refiere en esta etapa del ciclo, debido a que el fluido de retorno se mantiene en circulación recibiendo tratamiento, y no es depositado en algún pozo inyector con riesgo a causar algún impacto y también reduce la cantidad de agua extraída para fabricación de nuevo fluido. Por lo que los impactos relacionados a la primera etapa, como la disponibilidad del agua, se reducen, así también el riesgo a desabasto del líquido vital en las comunidades y en otras industrias.

Esta es la actividad más recomendable, a pesar de su relativo mayor costo. Se puntualiza esta idea en muchas investigaciones de varios institutos y universidades del mundo.

La *Susquehanna River Basin Commision (SRBC)* tomó registro del volumen de agua potable y de fluido de retorno utilizado en 748 pozos hidráulicamente (EPA, 2015) fracturados entre 2008 y 2001, como se muestra en la tabla siguiente.

**Tabla 2 "Proporciones de agua utilizada en fluido fracturante
Fuente: SRBC 2013"**

| Características del fluido de fracturamiento | Media | Mediana |
|--|--------------|----------------|
| Total de agua utilizada en fluido fracturante (millones de litros) | 19.31 | 19.6 |
| Volumen total de agua fresca (millones de litros) | 17.5 | 17.63 |
| % de volumen de agua adquirida en fluido de fracturamiento | 89.1% | 91.9% |
| % de fluido de retorno mezclado en fluido de fracturamiento | 7.3% | 4.7% |
| % fluido de retorno producido | 7.3% | 4.7% |

Como se puede ver en la tabla anterior, muchas veces, y dependiendo de la formación, el porcentaje de fluido de retorno que es ocupado para la fabricación de nuevo fluido fracturante a veces no es mayor al 10%. Cuando esto acontece, al resto del fluido de retorno se le lleva a alguna de las otras opciones, que normalmente es la inyección a pozos letrina. Esto ocurre porque ese porcentaje de fluido ya no contaba con la suficiente calidad como para volver a ser parte de nuevo fluido fracturante.

Evaporación del fluido

Otra práctica común que se ha observado y que ha sido realizada por algunas compañías en Estados Unidos es el depósito del fluido fracturante en pits, liners o cualquier otro contenedor descubierto al aire libre para que la evaporación natural se haga cargo del fluido. Esto, se supone, debe realizarse con previo tratamiento del fluido para eliminar aquellos químicos que puedan contaminar el aire.

Sin embargo, no hay información suficiente que garantice la seguridad de esta actividad

En el occidente de Estados Unidos se ha visto esta práctica en varias ocasiones (EPA, 2016) más específicamente en Kern County, California entre 2011 y 2014. No obstante, esta práctica deja mucha incertidumbre sobre su eficacia y deja en tela de juicio su aplicación.

En sí, el hecho de almacenar el fluido de retorno en pits confiere un enorme riesgo de impacto. Entre 1983 y 2007 en Ohio fueron reportados 63 incidentes de

contaminación en fuentes públicas de agua consecuencia de una mala construcción de los pits, y 57 incidentes de contaminación de agua subterránea por el mismo motivo en Texas previo a 1984. (Kell, 2011) Así mismo, se han identificado otros casos de estudio con impactos similares en Nuevo México, Oklahoma, Pennsylvania y Wyoming, por lo que errores en los tanques de almacenamiento es un suceso común que ha traído ya consecuencias, por lo que depositar el fluido y esperar a que evapore no es una buena práctica.

El origen del riesgo de impacto de esta actividad viene primeramente de la calidad de los materiales ocupados para los pits y tanques almacenadores, así como su capacidad de aislamiento, pues existe riesgo potencial de que existan fugas del líquido a través de los materiales, o colación de productos químicos.

En segundo lugar por su lento proceso y alto riesgo de contaminación en el aire.

Últimamente esta práctica ha sido ya regulada y prohibida en muchos lugares del mundo, ya que por ser una práctica económica para las compañías, es probable su realización.

Depósito del fluido tratado de vuelta a cuerpos de agua

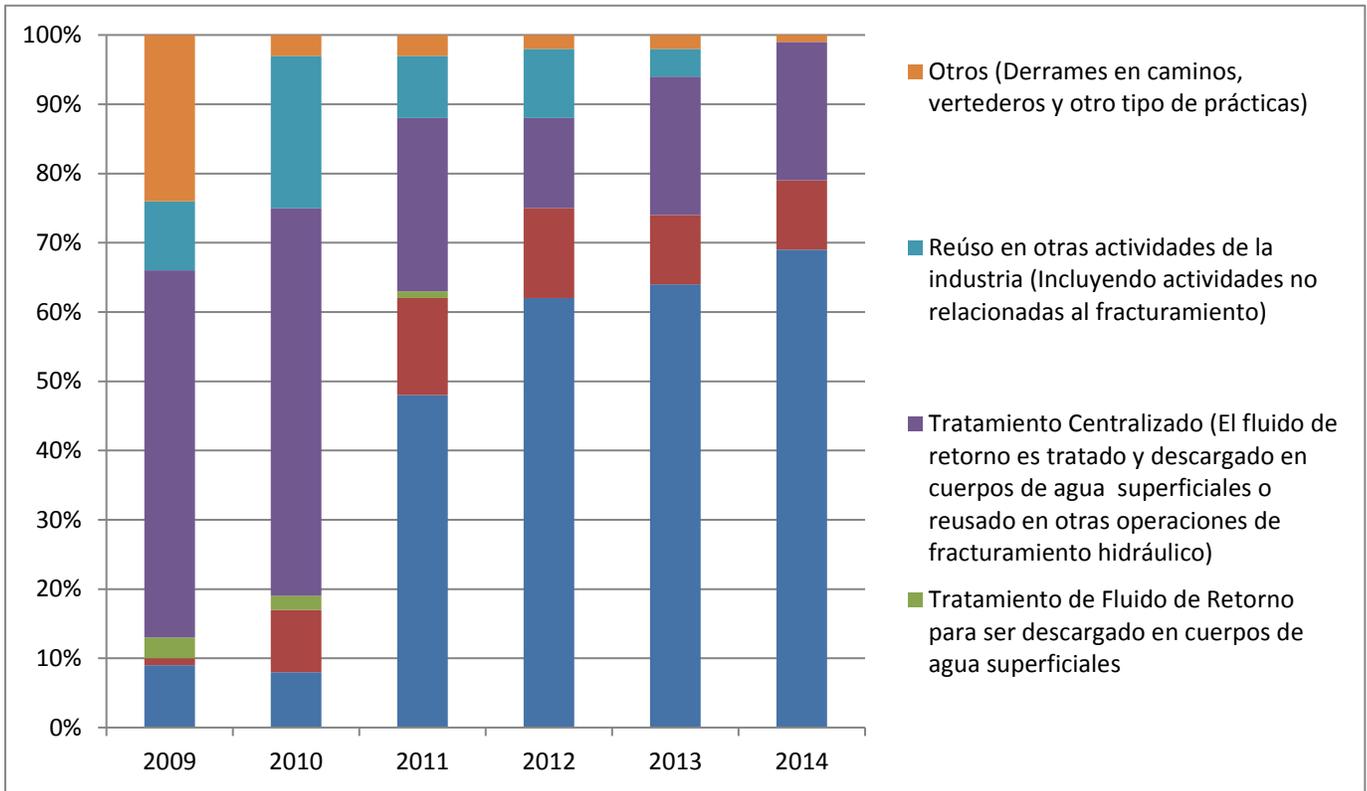
Por increíble que parezca, esta práctica también se ha llevado a cabo y se realiza bajo la premisa de que el fluido fue llevado a plantas de tratamiento anteriormente, en las que se eliminaron los componentes contaminantes. Se le busca un uso en áreas como la ganadera o agrícola. Sin embargo, la garantía de que el fluido tratado está libre en 100% de contaminantes es falsa, y obviamente a lo largo de

la cadena de producción termina afectando la salud si llega a ser consumida por el hombre al haber alcanzado fuentes suministradoras de agua potable.

De acuerdo a la EPA (2016) en la parte oeste de Estados Unidos se ha observado esta práctica, utilizando la mezcla de agua para los fines anteriormente dichos. Por ejemplo, en Pennsylvania, en la formación Marcellus se colocaron instalaciones para tratamiento de agua y la consiguiente disposición del agua tratada en cuerpos de agua superficiales. Sin embargo, estas instalaciones no fueron capaces de eliminar los altos niveles de contaminantes que provenían de pozos de *shale gas*.

El cuerpo de agua receptor del fluido tratado fue el río Monongahela. También, en el río Allegheny se encontraron elevados niveles de bromuro, los cuales fueron ligados a las instalaciones de tratamiento de agua que habían sido instaladas para el fluido de retorno. El Departamento de Protección Ambiental de Pennsylvania creó regulaciones para evitar futuras descargas en cuerpos de agua.

La selección del destino final del fluido de retorno en esta etapa del fracturamiento en los campos ha sido cambiante a través del tiempo, en el siguiente gráfico se muestra el historial de las técnicas seleccionadas en la formación Marcellus y sus proporciones entre los años 2009 y 2014.



Gráfica 12 "Técnicas utilizadas en Marcellus entre 2009 y 2014"
Fuente: EPA

Como se puede observar en la gráfica, el reuso para actividades posteriores de fracturamiento en la misma formación se ha vuelto cada vez más común. Esta ha sido la práctica seleccionada como la mejor de todas las anteriormente descritas.

Químicos utilizados y riesgos en la salud

Como se ha platicado a lo largo de este capítulo, el fluido fracturante tiene diversos químicos responsables de otorgar propiedades especiales convenientes para la fractura, muchos de ellos bastante perjudiciales a la salud. A continuación abordaremos este tema.

Estos productos químicos muy variados, de acuerdo a un reporte oficial del gobierno de los Estados Unidos (US Committee on Energy and Commerce, 2011) entre el año 2005 y 2009, 14 compañías de servicio utilizaron más de 2,500 productos, los cuales contenían 750 químicos y otros componentes. Estas compañías habrían ocupado 3,545 millones de litros de productos en los fluidos fracturantes entre esos mismos años.

Muchos de esos químicos se clasificaron como inofensivos o no riesgosos, como el cloruro de sodio y el ácido cítrico. Algunos señalados como extraños, como café instantáneo o jabón. Sin embargo, hubo químicos que sí fueron caracterizados con potencial de generar percances a la salud y al medio ambiente.

El producto más encontrado fue el metanol (producto contaminante del aire) en 342 productos fracturantes, seguido del alcohol isopropílico en 274 productos y del etilenglicol, en 119 productos. A continuación se presenta una tabla con los componentes más comunes de acuerdo a ese estudio.

Tabla 3 "Químicos Comunes en Fluidos Fracturantes"

| Químicos más comunes encontrados en productos fracturantes entre 2005 y 2009 en Estados Unidos | |
|---|--|
| Componente Químico | No. de productos en la que fue encontrado |
| Metanol | 342 |
| Isopropanol | 274 |
| Sílice cristanilo | 207 |
| Etilenglicol monobutl | 126 |
| Erilenglicol | 119 |

Se detectó que los productos más comunes utilizados por las compañías contenían 29 químicos que eran:

- Cancerígenos reconocidos o posibles
- Sustancias reguladas por la Ley en EUA
- Parte de los contaminantes atmosféricos señalados por la Ley del Aire Limpio de EUA

Estos 29 químicos fueron componentes de 652 diferentes productos utilizados en el fracturamiento hidráulico.

De los cancerígenos, el reporte notificó que 95 productos utilizados contenían 13, de los cuales se incluyen naftalina, benceno y acrilamida. En promedio estas compañías inyectaron 46.47 millones de litros de productos fracturantes con al menos un cancerígeno. La tabla siguiente muestra algunos estados de Estados Unidos con los litros inyectados de fluido con contenido cancerígeno.

Tabla 4 “Estados de EU y el volumen de fluido con contenido cancerígeno utilizado”

| Estados con volumen de fluido fracturante con contenido cancerígeno entre 2005 y 2009 | |
|--|-----------------------------------|
| Estado | Volumen de Fluido (Litros) |
| Texas | 17,626,432 |
| Colorado | 7,020,927 |
| Oklahoma | 4,994,998 |
| Louisiana | 3,536,608 |
| Wyoming | 3,454,564 |

La EPA, con el respaldo del *Safe Drinking Water Act*, enlista ocho sustancias SDWA químicas potencialmente dañinas para el ser humano y el medio ambiente. Entre 2005 y 2009 las compañías utilizaron 67 productos con al menos uno de los químicos de esa lista, y se inyectaron al menos 53.19 millones de litros con alguno de esos componentes entre esos años.

Han existido diversos estudios que pretenden encontrar los impactos en la salud que tienen los químicos que conforman al fluido fracturante. Sin embargo, ninguno ha conseguido su objetivo debido a un problema legal, las *patentes*.

Una de las grandes problemáticas del fracturamiento hidráulico y de su capacidad para evaluar sus defectos es la hermeticidad que han tenido los fabricantes de los productos químicos respecto a los componentes que utilizan para ciertos productos, con el respaldo de que es “propiedad intelectual” de la compañía y que si este fuera público la competencia tendría ventaja sobre ellos.

Para poder mitigar este suceso, se creó FracFocus, una plataforma web en la que voluntariamente las compañías comparten los químicos ocupados para que exista acceso a la información y la población esté más tranquila y consiente de lo que ocurre en sus localidades, además de más información de interés relacionado con la industria petrolera.

Se han llegado a muchas conclusiones relacionadas con los principales riesgos e impactos en la salud consecuentes que el fracturamiento hidráulico. Johns Hopkins Bloomberg de la Facultad de Salud Pública en Nueva York, concluyó que *“Mujeres embarazadas que viven cerca de operaciones activas de fracturamiento*

hidráulico en Pennsylvania tienen un 40% de mayor probabilidad de dar a luz prematuramente, y un 30% de riesgo a tener complicaciones durante el embarazo” (Bloomerg, 2015) (Physicians for Social Responsibility NY, 2016)

Así como él, muchos han estudiado los impactos negativos para el medio ambiente y la salud que las actividades de fracturamiento hidráulico tienen, y a pesar de que esos estudios existen por montones, esta tesis se limitará a solo dar unos ejemplos de esos riesgos para después proponer soluciones y no solo exponer la parte negativa.

Capítulo 3 Las Mejores Prácticas del Fracturamiento

Hidráulico. Solución para la Mitigación de Riesgos

Como se expuso anteriormente, los riesgos a un impacto perjudicial están presentes a lo largo de las actividades de fracturamiento hidráulico. Cada uno de ellos tiene sus causas y, por supuesto, sus consecuencias.

Claro está que ignorar dichos riesgos, pasar por alto sus consecuencias y al mismo tiempo pretender avanzar en el sendero del desarrollo y del progreso, sería contradictorio y hasta ingenuo. Es por eso que es importante recordar que a lo largo del tiempo la tecnología ha demostrado que, con su mejora paulatina, y hasta en ocasiones acelerada, ha superado las complicaciones que su realización alguna vez involucró, estudiando y dominando las causas de sus riesgos para volver de sus consecuencias hechos del pasado, de manera parcial o total.

Con el propósito de ver este acontecimiento en el fracturamiento hidráulico, investigadores alrededor del mundo se pusieron en marcha para encontrar las mejores prácticas que mitiguen, reduzcan, o eliminen los riesgos a impactos negativos, para poder aprovechar sus beneficios de manera adecuada y responsable.

A pesar de que hoy en día esa búsqueda sigue su marcha y cada vez se encuentran mejores prácticas y técnicas, ya existen muchas que han demostrado ser capaces de disminuir los riesgos expuestos en el capítulo anterior, por lo que es importante se cerciore sean implementadas en nuestro país, pues al demostrar

dicha eficacia se han ya implementado en el quehacer diario de los responsables de llevar estas operaciones a campo en otras partes del mundo, así como en lineamientos y especificaciones en el extranjero que dan mayor certeza y seguridad a las actividades.

Es por eso que en este capítulo se exponen los rasgos generales de estas prácticas y posteriormente, propuestas para llevarlas a cabo.

Orientación de la Propuesta

Existen algunos aspectos que son importantes señalar para poder aclarar la orientación de la propuesta de regulación que esta Tesis presenta, pues de no ser considerados pueden influenciar el rumbo de esta propuesta de regulación.

Inconvenientes Presentes en Lineamientos Internacionales

Muchos países han expedido regulaciones en las actividades en el campo de la ingeniería y de la industria petrolera, cada uno siguiendo sus respectivos protocolos y procedimientos para presentar sus propuestas de manera objetiva.

Sin embargo, muchos de los objetivos de estas regulaciones han presentado preferencias políticas que dan preferencia a intereses ajenos a los relacionados a la correcta ejecución del fracturamiento hidráulico. Tal situación se presentó en Estados Unidos, donde diversos estudios en sus leyes han señalado que muchas de las regulaciones promulgadas con fines de cuidado ambiental han dejado cabida a las malas prácticas de la ingeniería de fracturamiento, permitiendo a la

industria ejecutarlas de manera bajo regulada, ocasionando diversas controversias, impactos ambientales e impactos sociales.

Se observó que la industria petrolera goza en general de ciertos beneficios exclusivos. Más específicamente, el fracturamiento hidráulico goza de excepciones de muchas de las principales leyes federales que asegurarían su correcta ejecución, las cuales se encuentran en la Ley de Agua Potable Segura; la Ley de Conservación y Recuperación de Recursos; la Ley de planificación de emergencia y derecho a la información de la comunidad; la Ley de Agua Limpia; la Ley de Aire Limpio; la Ley de Respuesta, Compensación y Responsabilidad Ambiental Integral; Ley de política ambiental nacional. Muchas de las excepciones en los estatutos mencionados anteriormente, se derivan o fueron reforzados por la Ley de Política Energética de 2005. (Brady, Hydraulic Fracturing Regulation in the United States: The Laissez-Faire Approach of the Federal Government and Varying State Regulations, 2012)

Como se podrá ver, la cantidad de leyes en las que existen privilegios a la práctica y a la industria petrolera son demasiadas, lo cual es resultado de preferencias políticas fuera de objetivos que buscan la realización del fracturamiento hidráulico de manera responsable y eficiente.

En 2005 en Estados Unidos (mismo año del *auge* de fracturamiento hidráulico), el proyecto de “Ley de Energía”, el cual, dentro de mucha controversia y dudas por parte de la comunidad estadounidense, dispuso lo que después se llamó el “*Halliburton Loophole*”, propuesta promulgada por el entonces vicepresidente

Cheney; quien había sido ex presidente ejecutivo de la compañía Halliburton. Esta propuesta despojaba a la EPA de su autoridad para regular el fracturamiento hidráulico, el cual había ya sido implementado por la compañía desde 1940.

Así, diversas y muy variadas instituciones, universidades e investigadores han expuesto y reclamado el hecho de que las regulaciones en Estados Unidos no se han enfocado en obligar a las operadoras a llevar a cabo las mejores prácticas o a salvaguardar el bienestar común del todo, sino que a conseguir beneficios sin importar daños colaterales, desencadenando así una serie de disgustos por parte de muchos sectores de la sociedad.

Es por esta situación que esta tesis se enfocará únicamente en dar su propuesta tomando como base las mejores prácticas de ingeniería de fracturamiento hidráulico internacionales propuestas, enunciadas y/o decretadas, sin meterse en materia legislativa que involucre aspectos que puedan conllevar, explícita o implícitamente preferencias políticas que alteren a la práctica, o de alguna otra índole distinta a la de la eficiencia tecnológica en la ingeniería.

Término ALARP

Una regulación no debe de impedir o entorpecer actividades, sino que debe asegurar que se lleven a cabo de la manera más eficiente posible, reduciendo impactos que representen un riesgo para la sociedad y el medio en el que vivimos.

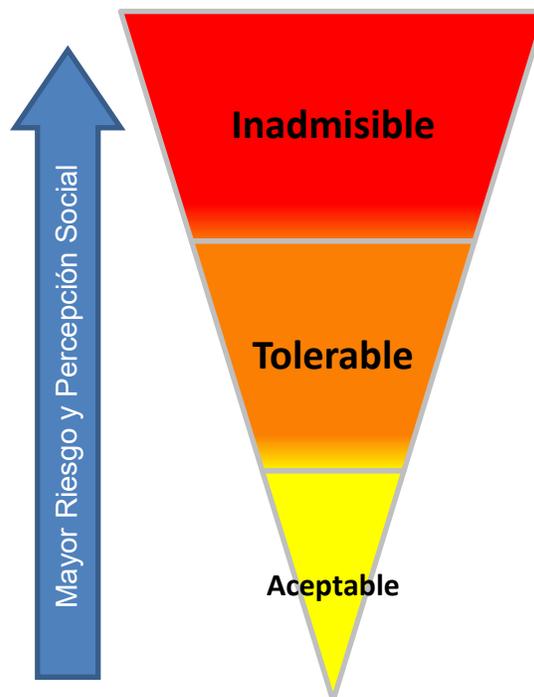


Diagrama 5 "Esquema ALARP"

En otras palabras, la regulación debe asegurarse que las actividades se desarrollen plenamente sin que atenten contra el bienestar de terceros, incluyendo al medio ambiente.

Para encontrar balance entre riesgo y beneficio, tomamos un concepto muy utilizado en la regulación británica llamado "ALARP" (*As Low As Reasonably Practicable*) que quiere decir "*Tan bajo como sea razonablemente factible*" (Health and Safety Executive, 2015)

Este concepto ayuda a que una regulación no exceda un nivel que entorpezca el desarrollo de actividades que generen beneficios, pero sin permitirles exponer el bienestar social y del medio ambiente a niveles inadmisibles, planteando así un balance riesgo-beneficio.

Una práctica es considerada ALARP cuando se demuestra que el costo de reducir dicho riesgo es accesible si se le compara con el beneficio obtenido y cuando el método para reducir el riesgo es efectivo.

Este principio se origina del hecho de que para reducir el riesgo parcial o total de una práctica es necesario emplear recursos de tiempo, dinero y esfuerzo, durante el periodo que la práctica prevalezca en acción.

Podríamos decir entonces, que un riesgo es no aceptable cuando la relación entre el costo de reducirlo y/o mitigarlo con su beneficio hacia la sociedad es alto, o cuando el método para reducir los riesgos no es suficientemente bueno para lograr su cometido o acarrea cierto nivel de incertidumbre. Esta es la base que tomaremos para hacer la propuesta regulativa.

Declaración de Químicos

Para evaluar los riesgos del principal componente del fracturamiento hidráulico y que más propenso es a provocar impactos en el ambiente y la salud, el fluido fracturante, se necesita contar con información de los químicos que se encuentran en él para así evaluar sus posibles impactos. Por lo tanto, la declaración de los componentes químicos del fluido por parte de las operadoras petroleras es

En Estados Unidos, la Ley de Política Energética del 2005 dejó en manos de cada estado la regulación en el fracturamiento hidráulico, hecho por el cual en muchos estados *solamente* se requiere se declaren *algunos y no todos* los componentes del fluido.

Además, la propiedad intelectual de las recetas de los productos sirvió de justificación para que las operadoras rechacen la idea de declarar.

La ley en California obliga a las operadoras a declarar todos los aditivos incluyendo los “secretos de mercado”, sin embargo sí permite a las compañías solicitar permanecer con las recetas consideradas secretas fuera de la declaración pública, pero esos detalles sí deben ser reportados al estado, así como los químicos que constituyen a los aditivos, los cuales sí deben ser públicos. (EWS, 2015)

En los estados donde es obligatorio declarar, la incertidumbre sobre el impacto de los fluidos disminuye, y con ella la preocupación de la población. Se ha recomendado, por lo tanto, que a pesar de la propiedad intelectual, los químicos deben ser reportados al 100%, al menos en la forma como lo hace California.

También, la ley requiere a los perforadores solicitar permisos para cualquier actividad de pozo para estimularlo, así sea fracturamiento hidráulico o inyección de ácido. En la solicitud se debe incluir la ubicación, la duración estimada de la operación, una lista de todos los químicos empleados, la fuente agua empleada y un plan de monitoreo del agua subterránea para prevenir posible contaminación.

Esta información se publican en el sitio de la Division of Oil, Gas and Geothermal Resources. (EWS, 2015)

Adaptando esta idea a México, se recomienda utilizar la NMX-R-019-SCFI-2011 (*revisar Anexo VI*) para realizar la declaración de los químicos, de acuerdo con recomendaciones de la SEMARNAT. Así como la actualización periódica de las sustancias y avisos de cambio en ellas. (SEMARNAT, 2015)

Al declarar algún químico en la página se debe indicar su función, características como acides, corrosión, inhibidor, ajustador de pH, etc. para lo que también se recomienda utilizar un formato llamado "*Material Safety Data Sheet (MSDS)*" que al igual que la NMX mencionada anteriormente, está diseñado para reportar químicos y clasificarlos

También es conveniente para México tener un sitio web en el que se recopile información del fracturamiento y en donde se publique las declaraciones de químicos que las compañías reportaron para sus operaciones de fracturamiento.

Haber declarado los químicos utilizados en el fluido y el acceso a esta información aportó beneficios a las actividades de fracturamiento hidráulico al mejorar la opinión pública de la técnica. Gran porcentaje de este aporte proviene de la accesibilidad que el sitio web, pues también incluye información de algunos pozos registrados, su ubicación y fechas de trabajo, entre otros datos de relevancia relacionada con el fracturamiento.

También ha ayudado a mitigar los riesgos relacionados con la contaminación resultante por contacto de los químicos con áreas vulnerables, pues el control del uso de los químicos permite a las instituciones reguladoras un mejor punto de vista para autorizar, o no, la realización de la actividad. Así como evaluar si las prácticas con las que la operadora hará movimiento de los químicos son suficientes para mitigar otro tipo de riesgos de impacto, como a la salud de locales y trabajadores.

De manera de resumen se presentan a continuación las prácticas para esta área.



Diagrama 6 "Prácticas recomendadas/Declaración de Químicos"

Especificaciones propuestas para estas prácticas se encuentran en el Anexo II.

Disponibilidad del Agua y su Calidad

Dada la falta de suministro de agua y las consecuencias que resultan de la suma de las sequías y de la sobreexplotación de acuíferos con fines de consumo humano, se han investigado prácticas para evitar que la extracción de agua para fracturamiento hidráulico contribuya al desabasto para comunidades y otros fines.

Cabe aclarar que el ritmo de explotación acelerado de acuíferos que perjudican el suministro de agua a las comunidades, así como alteraciones en su calidad, **no son causa exclusiva** siempre de actividades de fracturamiento hidráulico, sino de una suma de actividades de diversas industrias y otras necesidades que explotan en conjunto los acuíferos, por lo que para regular correctamente el ritmo de explotación de estos y para cuidar el suministro para el consumo humano es necesario coordinarse con las actividades de otras industrias y de las leyes generales que las regulan. Aquí solo haremos propuestas para disminuir la contribución que el fracturamiento podría representar para este impacto.

También es importante recordar que se mencionan las mejores prácticas recomendadas para realizar el fracturamiento hidráulico, aunque algunas puedan presentarse en lineamientos ya existentes.

La primera práctica recomendada es sugerir y hasta persuadir por medio de algún beneficio viable a las operadoras de optar por la opción de utilizar fuentes alternativas al agua potable, tal y como ocurre con las tecnologías costa fuera que se han adaptado para ser utilizadas en pozos terrestres (Batenburg, 1999) utilizando agua salada tratada para la fabricación del fluido.

Esto ya se ha llevado a cabo; el agua salina ubicada en acuíferos profundos está siendo extraída para la fabricación del fluido fracturante en algunos campos terrestres en Estados Unidos (Yost, 2011) protegiendo así la disponibilidad de agua para los asentamientos humanos, disminuyendo la preocupación de la población por sufrir un desabasto y continuando con las actividades de fracturamiento hidráulico.

Para esto, regulaciones, como la emitida por la “Texas Department of Licensing and Regulation” obligan al regulado a entregar un plan de extracción y evaluación y mitigación de riesgos, ya sea cuando el fluido base es agua potable como cuando no. (Railroad Commission of Texas, 2017)

Cuando la opción de uso de un fluido base distinto al agua potable no sea razonablemente posible y únicamente la opción viable sea el uso de esta, entonces las siguientes prácticas son recomendadas.

La EPA sugiere hacer estudios asociados a la disponibilidad, ritmo de explotación y calidad de las fuentes de agua candidatas a ser las suministradoras de la base para el fluido fracturante, para poder relacionarlas con las temporadas de sequía de las zonas y concluir qué tan apta es para proporcionar el agua requerida para el fluido fracturante, a qué ritmo y en qué fechas. (EPA, 2016)

En México contamos con el MSM (Monitor de Sequía en México) el cual ya cuenta con la información relacionada a las temporadas en las que ciertos ritmos de producción de agua no son convenientes por las tasas de recuperación.

Con esa información, las instituciones encargadas del manejo adecuado del agua, como la CONAGUA, podrá tener argumentos suficientes para poder otorgar permisos, o no, de extracción de las fuentes que quieren ser explotadas por las compañías; pues al ya contar con un plan de extracción previamente concedido por parte de la empresa a la institución reguladora (que debe ser entregado previamente) , se podrá comparar con la información del acuífero y tener un mejor veredicto.

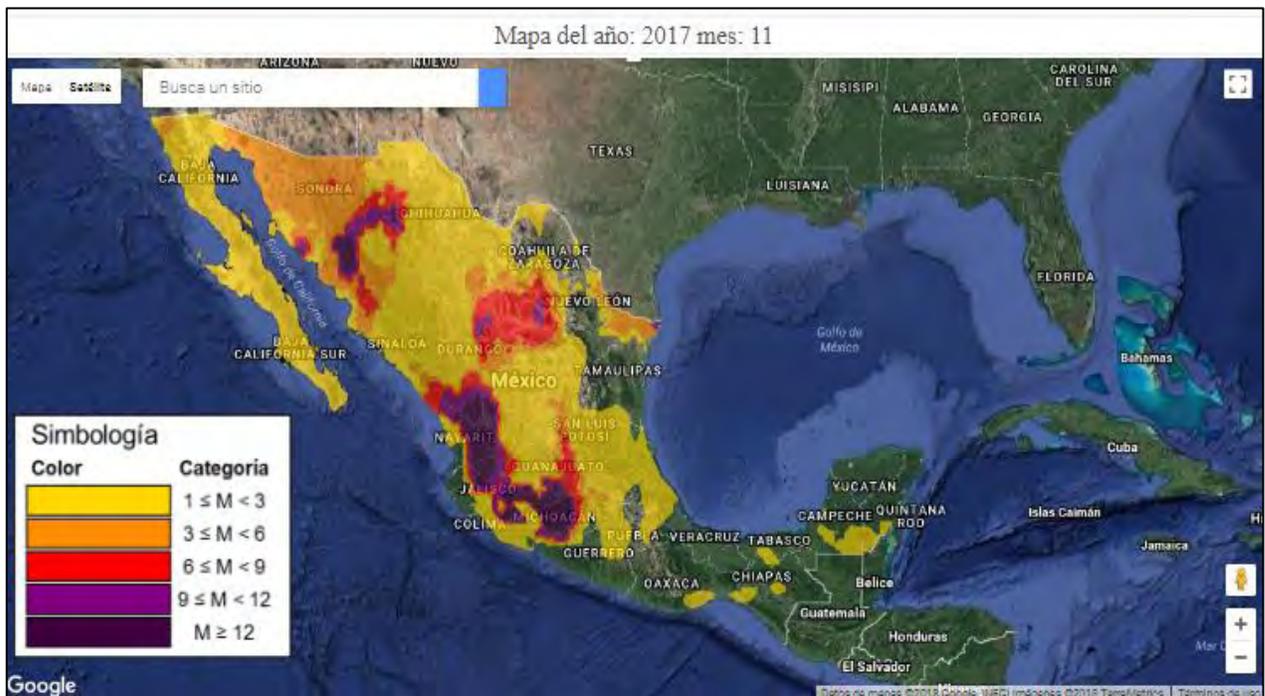


Figura 18 "Magnitud de sequía en México en noviembre 2017"

Fuente: MSN

En el Reino Unido, por ejemplo, (Water Resources Act, 1991) es necesario un permiso de parte del organismo regulador en el caso de que se extraigan más de 20 m^3 de agua por día.

Dentro de los criterios para otorgar permisos se deben de establecer ritmos de producción límite que dependan de la capacidad de suministro del acuífero y de su

tasa de recuperación; ritmos que no podrán ser superados de existir un riesgo de desabasto.

Dentro de los estudios de disponibilidad, deben existir relacionados a la calidad del agua, para plantear un escenario base para un monitoreo adecuado. Los mismos estudios deben de realizarse cuando el cuerpo de agua al que se le pretende extraer no está registrado, para predecir su potencial para suministrar agua en un futuro para consumo humano y la autorización de explotación.

Claro que esta información y la autorización de extracción deben ser evaluadas por expertos bajo un criterio que permita realizar las actividades de fracturamiento hidráulico en circunstancias permisibles. Así, se recomiendan los siguientes puntos, combinación de ideas presentadas por CERES y la Royal Society:

La extracción de agua para fines de fracturamiento hidráulico será permisible cuando:

- La cantidad de agua a extraer no genere un ritmo de explotación que ponga en riesgo al acuífero.
- No exista temporada de sequía que ponga en riesgo al acuífero al explotarse.
- El plan de extracción sea viable.
- No afecte el desarrollo de otras industrias, como la ganadera o la agropecuaria.
- La técnica de extracción esté a fin a los lineamientos correspondientes a la materia (algunos presentados en la siguiente sección de este capítulo)

El monitoreo, una vez comenzada la extracción, debe realizarse de manera constante para observar la calidad del agua y de la disponibilidad del acuífero, así como para verificar su integridad.

Una vez hechos los estudios de disponibilidad de agua y su extracción se vea viable y sea aceptada, se recomienda lo siguiente.

Los métodos utilizados para su extracción no deben de incluir algún químico de ninguna naturaleza, aunque implique no llevar a cabo algún proceso de recuperación, esto con el fin de evitar contaminar la fuente de agua.

De tratarse de una fuente superficial, como un lago, río, etc. se deberá de reportar y solicitar autorización en el caso de necesitar la construcción de instalaciones. Estas deberán seguir la regulación en la materia ya existente de cuidado ambiental.

También, la Royal Society sugiere en su estudio que las fuentes de extracción sean lejanas a comunidades, esto más que nada es un acto de prevención de utilizar fuentes que podrían suministrar agua en un futuro a dichas comunidades.

Buena parte del cuidado de la contaminación en la extracción subterránea tiene que ver con la correcta integridad de los pozos de extracción, de lo cual hablaremos más adelante.

Así, las mejores prácticas propuestas para esta área de enfoque son:

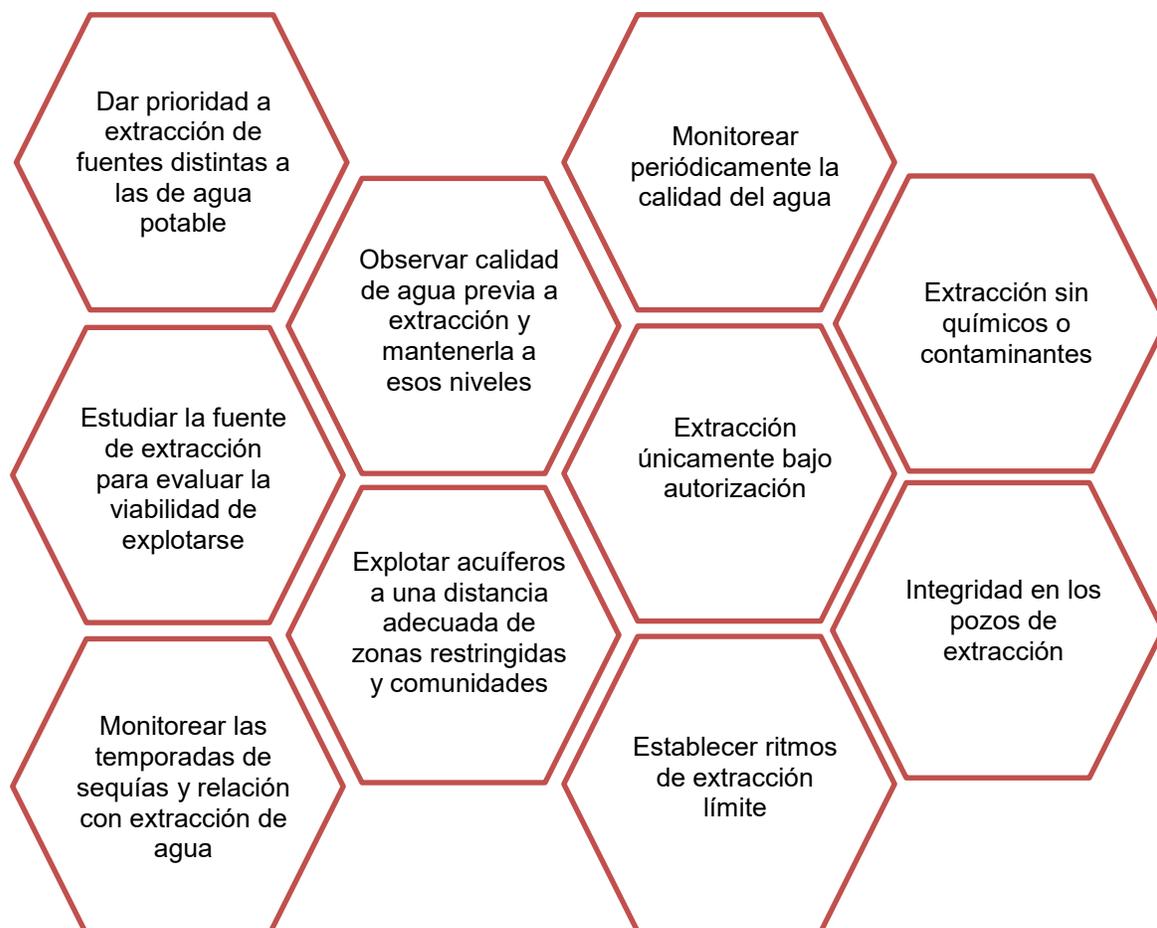


Diagrama 7 "Prácticas Recomendadas/Disponibilidad y Calidad del Agua"

Especificaciones propuestas para estas prácticas se encuentran en el Anexo III.

Construcción e Integridad de Pozos

Como se mencionó en el capítulo anterior, buena parte de las causas de impactos negativos en las actividades del fracturamiento hidráulico tienen que ver con fallas en el mecanismo e integridad de los pozos. Por lo que las prácticas adecuadas para evitar los riesgos de impacto tienen que ver con resguardar la integridad de estos desde las primeras etapas de construcción.

Existen diferentes prácticas enfocadas hacia los diferentes tipos de pozo involucrados, los pozos extractores del fluido base para fluido fracturante, los pozos fracturados (pozos por los que se llevará a cabo la inyección del fluido fracturante y por tanto el fracturamiento y la posterior producción) y los pozos letrina o de depósito (en el caso de que se opte por la inyección del fluido de retorno a alguna formación almacenadora).

También existen prácticas que son aplicables a estos tipos de pozo sin importar su tipo.

Prácticas Comunes

Existen riesgos comunes en los tres tipos de pozo mencionados, por lo que las prácticas para mitigarlos también lo son.

La primera práctica que se ha llevado a cabo en Estados Unidos y que ha dado buenos frutos en cuestiones más sociales que ambientales, es que aquellos pozos que tengan relación con las actividades de fracturamiento hidráulico sin importar den qué manera, son publicados en el sitio web que se recomendó a inicios de

este capítulo, de manera que se presente la información de manera conjunta por localidades. Esta actividad brinda mejor control a la reguladora y protege el derecho a los locales de conocer las actividades de fracturamiento que puedan preocuparles. (Frac Focus, 2017)

Sin embargo, las preocupaciones no se limitan al hecho de publicar datos de los pozos. Para mitigar muchas de las preocupaciones y riesgos de impacto en su construcción se recomienda llevar a cabo estudios previos, principalmente geológicos y geofísicos, para encontrar zonas vulnerables a los riesgos de alguna de las actividades en las etapas del fracturamiento, como acuíferos subterráneos que sean atravesados por el pozo o tengan riesgo de contaminación, red de pozos cercana, redes de fracturas y fallas, comunidades aledañas vulnerables, etc (EPA, 2016). Con esto, se podrán tomar decisiones para proteger aquellas zonas vulnerables de acuerdo con el tipo de pozo que se esté evaluando.

Los pozos deberán encontrarse a una distancia adecuada en la que las comunidades cercanas no corran riesgo de ser perjudicadas por algún tipo de impacto durante el proceso (The Royal Society, 2012) como impactos sísmicos inducidos. La distancia deberá ser propuesta por la reguladora correspondiente, que puede ser la Conagua, CNH o Semarnat.

El monitoreo y auditorías de la reguladora hacia las actividades que se llevan a cabo es importante para asegurar que se estén tomando las mejores prácticas y que se cumpla con los lineamientos. Tomando como ejemplo la regulación del Reino Unido que tomó recomendaciones de la Royal Society, que también están

siendo tomadas en esta tesis, la reguladora, en su caso la Health and Safety Executive monitorea todo el proceso, los reportes, las actividades, incluyendo la parte legal. Sus especialistas revisan que la construcción del pozo coincida con los reportes de diseño que son entregados por la operadora semanalmente. Los inspectores pueden visitar cualquier sitio en cualquier momento. (Health and Safety Executive, 2015)

Así, las mejores prácticas recomendadas para todos los pozos involucrados en actividades de fracturamiento hidráulico son:

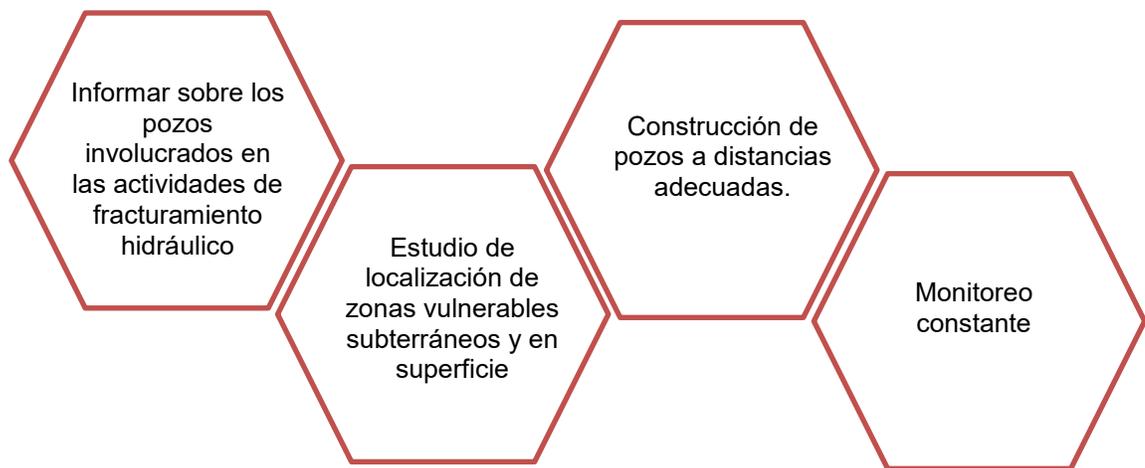


Diagrama 8 "Prácticas Recomendadas / Cualquier pozo involucrado en el FH"

Especificaciones propuestas para estas prácticas se encuentran en el Anexo IV

Pozos Extractores del Fluido Base

Los pozos extractores del fluido base deben de llevar a cabo las mejores prácticas que son ocupadas para cualquier tipo de pozo, que incluyen el monitoreo de su integridad durante y después de las operaciones.

Pozos Fracturados

Estos pozos son los que llevan la actividad más importante, la inyección del fluido fracturante, y también donde existen más riesgos de impactos.

Las prácticas recomendadas para estos pozos comienzan retomando los estudios que se hicieron previamente, donde se ubican las zonas vulnerables subterráneas, para localizar acuíferos cercanos o que serán atravesados por el pozo. Una vez localizados, se deben de aislar con seguridad el intervalo en el que se encuentren para evitar cualquier riesgo de contaminación.

Para poderlo aislar se coloca doble tubería de revestimiento mínimo en los intervalos donde fue ubicado el acuífero. (API, 2006). Estas TRs, así como el total que conforman al pozo, deben contar con el calibre y resistencia suficiente para soportar las condiciones de presión y temperatura *particulares* a las que se somete el pozo en actividades de fracturamiento.

La cementación en estos intervalos debe ser verificada con mayor precaución. Los registros de CBL, que es obligatorio realizar, deben contar con la revisión de una entidad independiente a la operadora, que certifique que el fraguado del cemento fue el adecuado. (The Royal Society, 2012) Para proseguir con las operaciones de fracturamiento, se deberá contar con un permiso de la reguladora, la cual tomará en cuenta la participación del certificador. Además, se puntualiza que la cementación debe alcanzar la superficie.

Esta práctica menciona también que este aislamiento de contar con cementación correctamente fraguada desde 50 metros arriba de la parte más alta del acuífero hasta 50 metros por debajo de su parte inferior. Así, el aislamiento de ese intervalo quedará más asegurado.

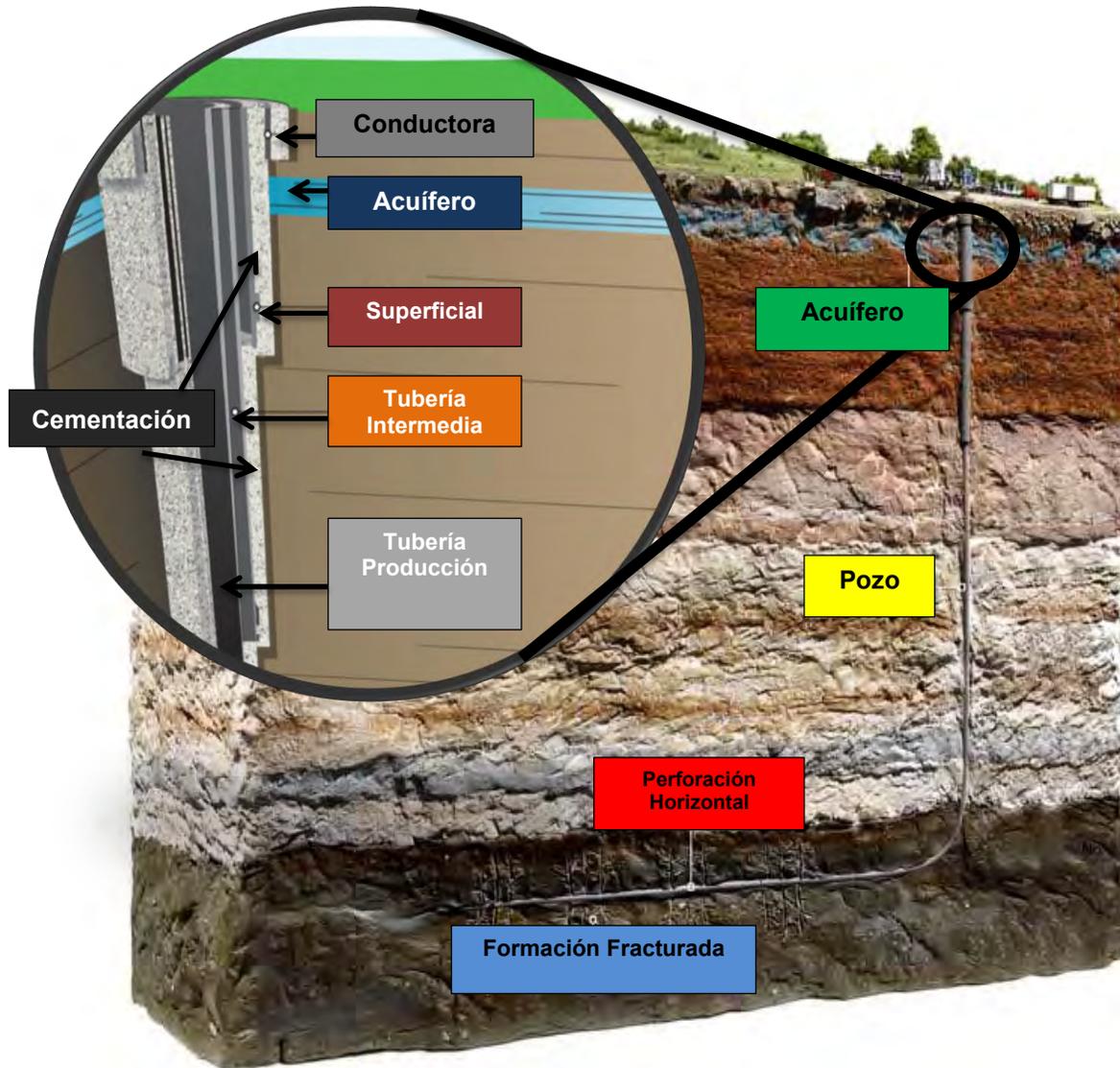


Figura 19 "Aislamiento de Acuífero"
Fuente: EPA

Esto se debe de realizar en cada intervalo que se ubique algún cuerpo de agua o zona subterránea vulnerable.

Estas prácticas son de las más importantes, pues se han podido evitar que contaminantes entren a acuíferos que son suministradores de líquido vital en comunidades, evitando impactos como la contaminación y afectaciones a la salud.

Una vez la reguladora apruebe la cementación y el aislamiento de las zonas vulnerables y previo aún a la inyección del fluido fracturante, prácticas internacionales para asegurar la integridad y fuerza del pozo para resistir la presión inyectora se deben llevar a cabo con fin de asegurarse de que no se presenten fracturas o fallos en la integridad del pozo y de que es suficientemente fuerte para resistir la presión de fractura.

La recomendada en esta tesis menciona hacer prueba de fuerza del pozo con algún otro fluido que se semeje en densidad al fluido fracturante y sea inyectado al pozo cerrado (Norwegian Oil and Gas Association, 2008) pero más y técnicas para probar la fuerza del pozo. Por lo que la práctica en realidad es probar dicha fuerza y verificar después que el pozo sigue íntegro.

Dado que normalmente el fracturamiento no se lleva a cabo solo una vez, el pozo debe de permanecer íntegro y listo después de la inyección para que en cualquier momento que se necesite volver a fracturar soporte la presión. Razón por la cual el monitoreo constante de su integridad es importante.

Este aseguramiento de la fuerza de pozo es obligatorio en países como Noruega.

Dado que un factor importante que puede aumentar o disminuir el riesgo de impactos en acuíferos y otras zonas subterráneas vulnerables es la distancia que se encuentra entre la zona de fracturamiento y la zona de vulnerabilidad, se recomienda la práctica en la cual la distancia entre la red de fracturas inducidas y la parte más profunda de la zona vulnerable sea lo suficientemente grande como para asegurar que las fracturas no generaran riesgos a impactos.

Una forma de asegurar la nula comunicación entre fracturas y zonas vulnerables es fracturar donde superior a la formación objetivo exista una roca sello que sirva evite comunicación entre la red de fracturamiento y las zonas vulnerables.

Así, la probabilidad de que el fluido fracturante llegue hacia los acuíferos, o las zonas que se buscan aislar, evitando entonces que los químicos que lo componen generen algún impacto negativo.



Figura 20 "Presencia de roca sello evitando promulgación de fracturas"
Fuente: Shale Gas en México

En los en los que se ubicaron las zonas vulnerables, es importante medir la distancia desde la parte más profunda de la zona vulnerable hasta la parte superior de la formación objetivo. En la planeación para realizar la inyección y el

fracturamiento es posible estimar la longitud de las fracturas en promedio y el máximo de longitud.

Para poder añadir otro elemento de seguridad de la zona vulnerable, la operadora debe demostrar que la distancia entre esa zona y la formación objetivo es lo suficientemente distante como para evitar que el máximo de longitud de fractura estimado alcance la zona vulnerable.

Así, las mejores prácticas recomendadas para los pozos fracturados son las siguientes:

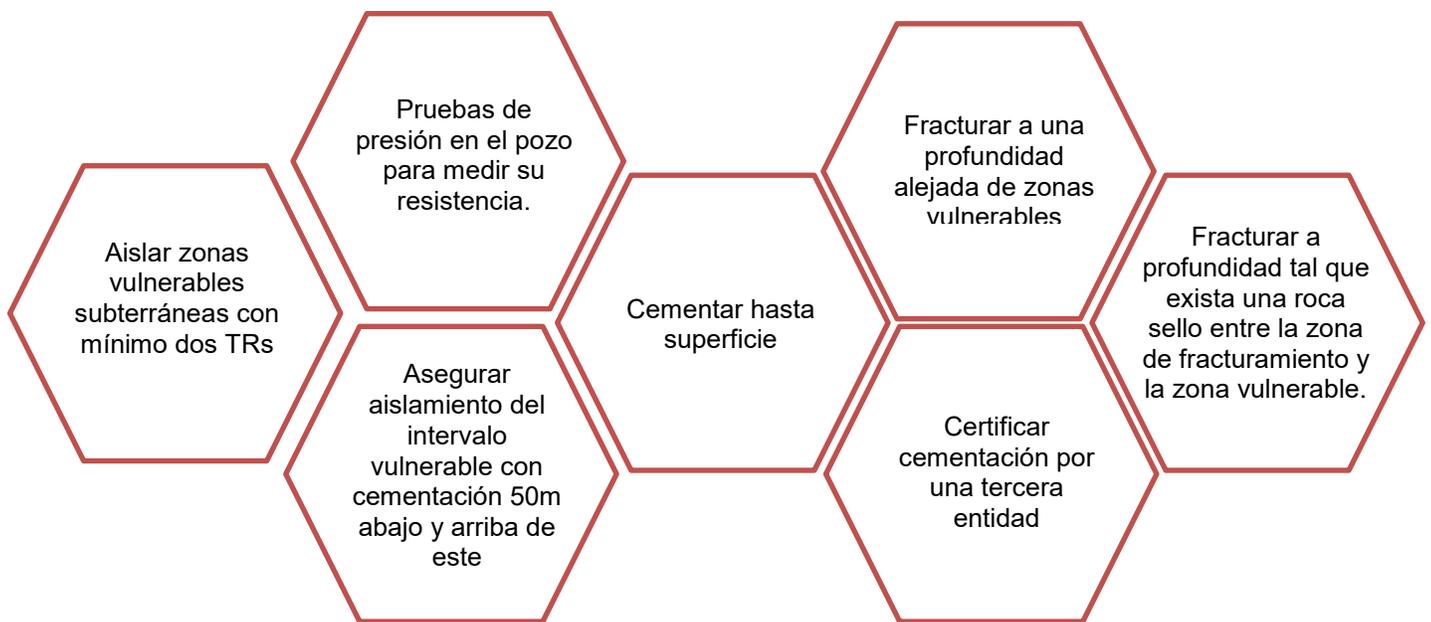


Diagrama 9 "Prácticas Recomendadas / Pozos Inyectores"

Especificaciones para llevar a cabo estas prácticas se encuentran en el Anexo IV

Pozos de Depósito

Esta es la opción más utilizada para la quinta etapa del fracturamiento hidráulico. Las prácticas para evitar impactos en los pozos de depósito brindan mayor manejabilidad pues, si bien sí hay que adaptarse al medio geológico, no se hace en la misma medida que en los pozos fracturados. Además, cabe recordar que, al ser de retorno, el fluido puede traer consigo mayores componentes químicos, resultado de la interacción con el subsuelo, que los que traía al ser fabricado, y estos pueden tener riesgos distintos.

Las mejores prácticas para este tipo de pozos están enfocadas a la formación receptora, al proceso de tratamiento previo y su localización, sin dejar de lado por supuesto, las prácticas que en cualquier tipo de pozo se realizan. (Michael Kiparsky & Foley Hein, 2013)

Antes de que el fluido de retorno sea inyectado hacia la formación que lo almacenará debe pasar por un proceso de tratamiento que elimine, por lo menos, los químicos que pongan en riesgo la salud y el medio ambiente. (The Royal Society, 2012). Una vez realizado esto se puede proceder al depósito, siempre y cuando se haya realizado lo siguiente.

La localización de los pozos debe de estar alejada de zonas vulnerables como acuíferos y comunidades, para así evitar riesgo a la salud. Así mismo de cualquier otra zona restringida que señale la reguladora y a otros pozos.

En cuanto a la formación almacenadora, se han dado avances para la correcta selección de esta formación, basándose en los datos por estudios previos, para garantizar la disminución de riesgos de impacto, (Geehan, Gilmour, & Guo, 2007)

Esta formación debe tener las características adecuadas para almacenar los desechos. Para esto, es importante la práctica de comprobar que es apta por medio de la caracterización, y seleccionar la adecuada. Su resistencia, capacidad de almacenamiento y conectividad con otras formaciones son factores determinantes para evaluar si la formación es adecuada o no.

Esta formación que almacenará el fluido de retorno debe localizarse a una profundidad tal que el aislamiento hacia cualquier acuífero o zona vulnerable sea segura, y preferentemente con una roca sello de por medio que dé más seguridad.

Así, las prácticas recomendadas para los pozos depósito son:

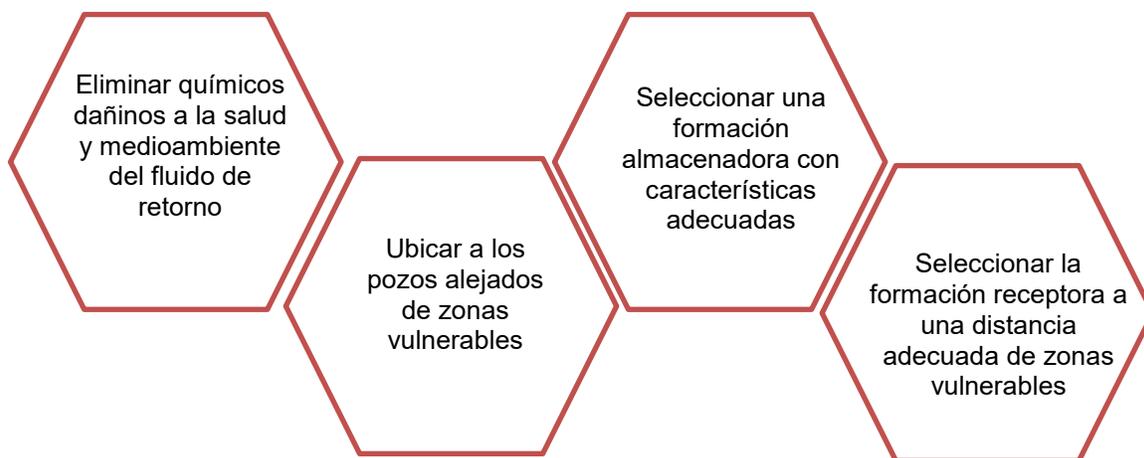


Diagrama 10 "Prácticas Recomendadas / Pozos de Depósito"

Especificaciones de estas prácticas se encuentran en el Anexo IV.

Almacenamiento y transporte del fluido de retorno

Las actividades para el depósito y transporte del fluido de retorno deben de llevarse con mayor precaución que otras actividades a lo largo de las etapas del fracturamiento hidráulico, pues el motivo de que ocurran impactos en estas actividades es mayoritariamente por accidentes, fallas en equipos, o descuidos.

Estas actividades se realizan de cierta manera dependiendo de la localización en la que se esté llevando a cabo el fracturamiento, incluyendo la formación. Sin embargo, estudios realizados a diferentes plays y a su sistema regulatorio (Goss, Alessi, Allen, & Gehman, 2015) muestran similitudes generales en sus sistemas, las cuales pueden ser tomadas como referencia para esta regulación.

Almacenamiento

Por almacenamiento se entiende como la práctica de colocar el fluido de retorno en algún contenedor de cualquier naturaleza previamente a su transporte y uso final.

Las prácticas para evitar daños en este punto son básicamente aislar al fluido, que aún no ha sido tratado, en depósitos de material adecuado (que suelen ser tanques de almacenamiento o los llamados liners) que evite que exista un contacto entre el medio ambiente y él. Este a su vez deberá localizarse en un punto aislado al cual no se tenga acceso a personal ajeno a las operaciones.

La supervisión de las actividades es vital, así como seguir los estándares de seguridad industrial ya existentes, como el uso de protección personal.

En algunas ocasiones se ha observado que el reposo por mucho tiempo del fluido en los tanques de almacenamiento puede terminar en alguna reacción química peligrosa, dependiendo de los químicos que se encuentren en el fluido de retorno. Por lo que otra práctica recomendada es limitar el tiempo de reposo del fluido a un tiempo moderado.

Así, las mejores prácticas recomendadas para estas actividades son:



Diagrama 11 "Prácticas Recomendadas / Almacenamiento"

Las especificaciones para realizar estas prácticas se encuentran en el Anexo V

Transporte

En cuanto al transporte del fluido de retorno desde su almacenamiento hacia la siguiente etapa, ya sea reúso o inyección en pozo depósito, existen varias formas.

Las más utilizadas son por medio de tuberías y/o vehículos de motor.

En caso de utilizar tuberías, las prácticas recomendadas son esencialmente dos. La primera es, por supuesto, el manejo del equipo bajo estándares de protección y seguridad industrial, la segunda es que la operadora utilice tuberías cuyo material y localización aseguren el aislamiento del fluido hacia el exterior.

Cuando se opta por utilizar pipas o vehículos estos deberán contar con un sistema de almacenamiento de igual manera, aislante, que no permita la filtración del fluido y que se encuentre en excelentes condiciones.

Una vez que los vehículos se encuentren cargados con el fluido, deberán ser sellados de manera tal que únicamente una persona autorizada en la zona donde se recibirán pueda abrirlo. Es decir, que ni los transportistas ni cualquier otro operador tendrán la capacidad de hacerlo, esto con el fin de que el fluido sea extraído únicamente en el lugar donde fue planeado y evitar que sea depositado en lugares autorizados.

El monitoreo y supervisión de todo el proceso de transporte y almacenamiento es esencial, ya que como se mencionó anteriormente, los accidentes son los principales causantes de impactos en las actividades de esta etapa.

Así, las prácticas recomendadas para el transporte del fluido son:

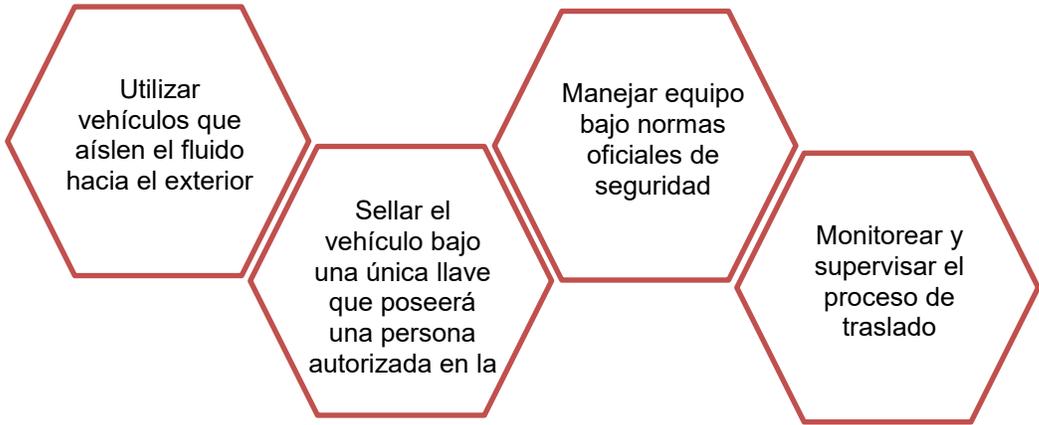


Diagrama 12 "Prácticas Recomendadas/ Transporte de Fluido"

Especificaciones propuestas para llevar estas prácticas a cabo en la regulación se encuentran en el Anexo V.

Es importante recordar que:

1. Las Prácticas expuestas en este capítulo tienen como fin mitigar y resolver los riesgos a impacto del fracturamiento hidráulico, mas no el de complicar sus operaciones.
2. La reguladora tendrá siempre la opción de suspender o cancelar, en cualquier momento que vea conveniente, las actividades cuando, por ejemplo, no vea cumplimiento de alguna de las prácticas

Capítulo 4 Propuesta de la Regulación

La regulación se define como el conjunto de reglas establecidas por el Estado que pretenden tener una influencia económica y social, y cuyo propósito es garantizar el bienestar. Mediante la regulación se crean o se limitan derechos u obligaciones para alterar el “resultado social” que, en ausencia de la regulación, se habría obtenido. (Cofemer, 2016)

Aspectos Regulatorios

La propuesta de regulación que esta tesis presenta cae en la definición de regulación social que define la Cofemer como:

Las disposiciones que buscan proteger el medio ambiente y la salud humana, animal y vegetal, así como establecer condiciones para el ejercicio de profesiones y para las relaciones laborales.

Los beneficios de una regulación que garantice el bienestar ambiental y social de las consecuencias se llevar a cabo la técnica del fracturamiento hidráulico son amplios:

- Cumplir con los objetivos planteados en la reforma energética sobre materia de cuidado ambiental y de la salud.
- Menor preocupación en la sociedad local a las actividades de fracturamiento.
- Desarrollo en la industria petrolera mexicana.

Para esto, la COFEMER presenta en la “Guía de Impacto de Regulación” un algoritmo de 8 pasos esquematisando la manera de presentar una regulación para ser evaluada e implementada:

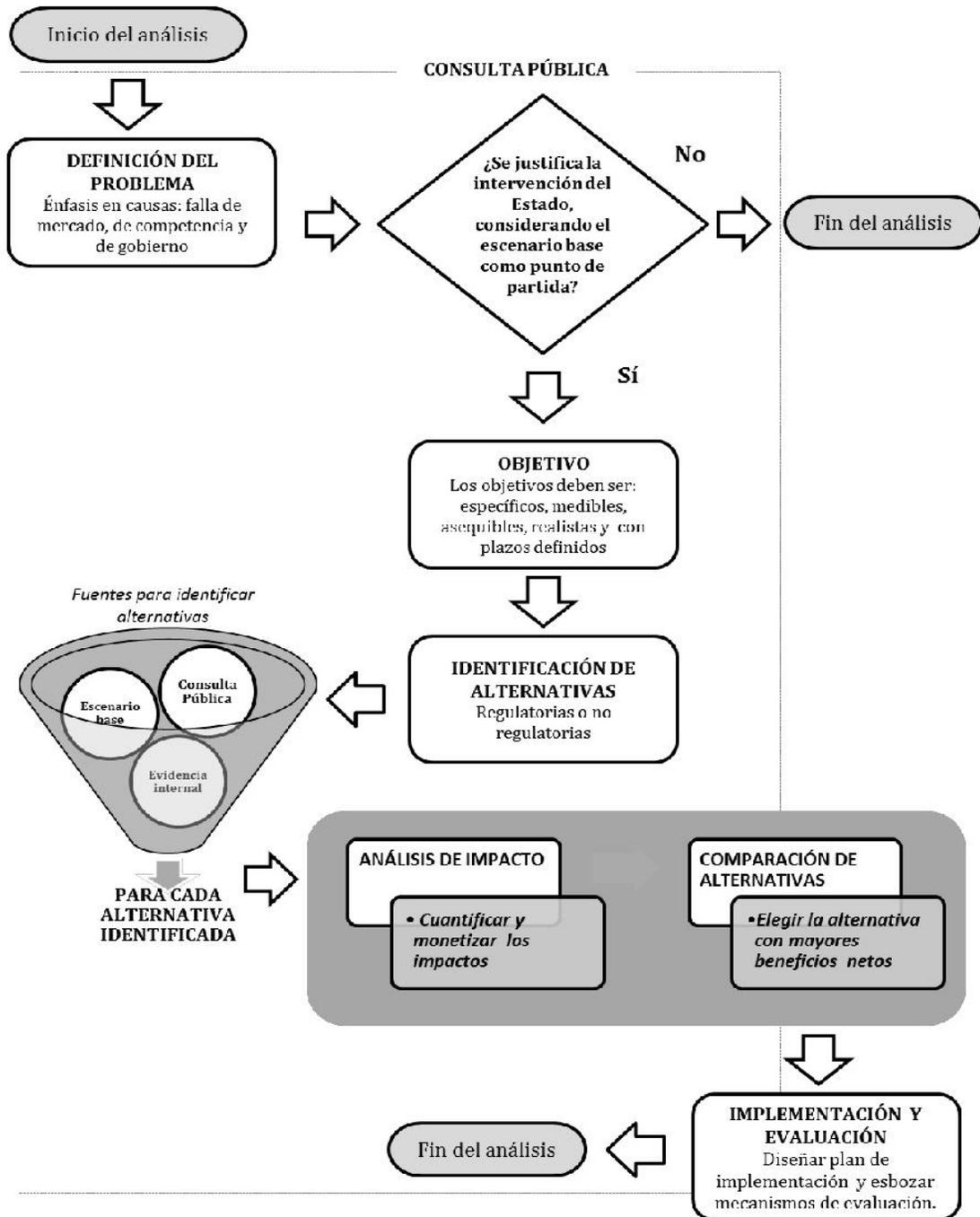


Diagrama 13 "Proceso de Evaluación de Impacto Regulatorio"
Fuente: Cofemer

La definición de los pasos de manera resumida es la siguiente:

1) Identificación y definición del problema

El proceso comienza con la definición del problema, aquellos que lesiona o puede acontecer en un futuro previsible. Requiere explicar por qué existe un problema, que tan significativo es, su magnitud, si el gobierno ha intervenido previamente y por qué la situación actual, en ausencia de la intervención gubernamental adicional, no es sostenible, es decir, por qué esta regulación es necesaria.

Se requiere justificar la intervención estatal, para esto se contestan las siguientes preguntas:

- ¿El Estado tiene la capacidad de resolver el problema?
- ¿El problema es consecuencia de alguna regulación ya existente?
- Si el problema involucra un riesgo para la comunidad, el riesgo es lo suficientemente grande para requerir la intervención del Estado, o el riesgo es aceptable si consideramos que las medidas necesarias para reducirlo son demasiado costosas.

La definición del problema no debe incluir una solución implícita, debe ser una descripción clara y precisa que deje abierta la búsqueda a soluciones.

Esta definición debe estar respaldada por **evidencia empírica**. La cuales pueden ser bases de datos o eventos ya ocurridos en algún otro país, que se contará como **evidencia internacional**. Al describir la naturaleza y magnitud del problema, se debe identificar la **población objetivo** de la acción gubernamental.

2) Definición de los objetivos de la regulación

Los objetivos deben ser claros y específicos relacionados directamente con el problema y con las razones del Estado para intervenir. Es el vínculo que existe entre la problemática y las alternativas para solucionarlo. La coherencia de estos es crucial para evaluar posteriormente el desempeño de la regulación, es decir, si está funcionando o no.

Para establecerlos se debe de seguir el criterio SMART (específicos, medibles, asequibles, realistas y con plazos definidos)

3) Identificación de alternativas regulatorias y no regulatorias

La primera alternativa que se debe estudiar es el *escenario base*, el cual muestra lo que sucedería si el Estado no interviniera. Es el punto de comparación con el que todas las alternativas para resolver el problema se cotejarán para identificar la mejor.

Para definir el escenario base debe de tomarse en cuenta si el Estado ha o no intervenido con anterioridad y que consecuencias a futuro puede tener.

Entonces, se proponen las alternativas para solucionar el problema, algunas veces pueden ser no regulatorias, como incentivos o aspectos relacionados a los impuestos.

4) Cuantificación del impacto de las alternativas

Para todas las alternativas propuestas que se deseen analizar, debemos considerar tanto los efectos positivos como negativos. Primeramente, los reguladores deben identificar los beneficios y costos de la regulación, considerando aquellos que son directos o deliberados, y los indirectos o involuntarios, es decir, aquellos que no son la finalidad de la regulación pero que probablemente sucederán.

Para hacer dicha evaluación es importante ya considerar el tipo de impacto de la regulación, en el caso de la propuesta que esta Tesis tiene como propósito se considerará un *impacto social*. Los impactos sociales también pueden tener consecuencias de impacto económico.

Una vez identificado el tipo de impacto, se procede a su cuantificación. En el caso del impacto social se *infieren* los costos y beneficios, para lo cual, existen métodos. Estos métodos se dividen en dos: Directo e indirecto. El método directo o de preferencias declaradas recurre a encuestas para determinar la disposición a pagar (o de aceptar) que tienen los consumidores. Los métodos indirectos o de preferencia revelada son todos aquellos que analizan el comportamiento y acciones de los individuos y, mediante estos, obtienen indirectamente la disposición a pagar por un bien o servicio.

5) Elección de la mejor alternativa regulatoria

Durante el proceso de propuesta de alternativas se debe elegir la que mejor solucione la problemática que se presenta. Para esto se toma al escenario base como punto de partida. Es decir, una vez estimados los beneficios y los costos que produce cada alternativa se procede a definir un ***criterio de decisión que permitirá clasificarlas y elegir la mejor.***

Los métodos más relevantes para comparar opciones o alternativas de política pública son:

- a) Análisis Costo – Beneficio
- b) Análisis Costo – Efectividad
- c) Análisis Multi – Criterio
- d) Indicadores de Rentabilidad

Cada uno tiene su propia forma de criterio de selección, y se escoge una de las opciones para la regulación que se propone. Así, la comparación de alternativas regulatorias se respalda en la aplicación de cualquiera de los cuatro métodos anteriores. Considerando criterios de decisión que se utilizan en cada método, se clasificarán las alternativas regulatorias con su cumplimiento, siempre considerando al escenario base como punto de partida.

6) Diseñar un plan de implementación de la regulación

Una vez que se haya identificado la mejor alternativa, se debe generar un plan de implementación de la regulación. Este plan, debe considerar los siguientes puntos:

- Difundir los resultados del proceso, sobre todo a aquellos que se vean directamente afectados.
- En su caso, establecer un periodo de gracia para que los regulados inicien su cumplimiento.
- Poner a disposición de los regulados, asesorías técnicas y de tipo administrativo sobre la regulación y sus implicaciones.
- Capacitar al personal del gobierno sobre la nueva regulación
- Presupuestar los recursos financieros necesarios para su implementación

7) Delinear la evaluación de la regulación

Los reguladores deben esbozar los indicadores y mecanismos a través de los cuales evaluarán la alternativa elegida e implementada, para que posterior a su implementación, se evalúe su desempeño. Estas evaluaciones son denominadas **ex post** y se llevan a cabo para darse cuenta si una política funciona bien.

Un indicador es un valor puntual, que sirve para medir un objetivo. Las razones para utilizarlos son: Permiten medir los cambios en la condición o situación a través del tiempo; facilitan focalizar los resultados de las iniciativas o acciones; proveen de información para tomar decisiones sobre la continuidad de la regulación.

8) Acceso a la regulación y consulta pública

La consulta pública permite conocer la opinión de los principales afectados o beneficiados por la regulación. Sirve al proceso de evaluación de impacto regulatorio para definir adecuadamente el problema, su magnitud e identificar la naturaleza de los impactos para así generar alternativas regulatorias.

Para llevar a cabo la consulta pública, se debe considerar, como un requisito previo, das acceso libre y gratuito a la regulación, además de recopilar comentarios de los actores por diversos canales:

1. Difusión amplia de la propuesta para comentarios en internet.
2. Reuniones públicas como foros o talleres.
3. Creación de comités y/o comisiones.
4. Consulta informal con grupos selectos.

Los gobiernos pueden establecer periodos específicos para recibir comentarios de los particulares, se pueden hacer consultas al inicio de la propuesta y/o durante la elaboración de una evaluación de impacto regulatorio.

Lineamientos Mexicanos ya Existentes

En un inicio, la Secretaría de Energía creo en el año 2014 un grupo estratégico coordinado por la CNH en el que participaron también la SEMARNAT, PEMEX, IMP, CONAGUA, SGM y el Centro Mario Molina, con apoyo de expertos de PEP y SENER con el cual se elaboraron los lineamientos que regulan la integridad del

pozo, la localización al sitio a perforar el fracturamiento hidráulico, el manejo de los fluidos de retorno y la localización para la destrucción controlada de gas.

Debido a la entrada en vigor de la Ley de Agencia de Seguridad y Medio Ambiente, la CNH transfiere todos los artículos correspondientes que normaban el tema a la ASEA.

Asimismo, CONAGUA desarrolló un anteproyecto de lineamientos para no convencionales para la protección de los acuíferos, garantizar su administración (abastecimiento, tratamiento y almacenamiento) y la protección de los acuíferos subterráneos durante la perforación y estimulación a través del fracturamiento hidráulico (Martínez Romero, 2017)

Ambos lineamientos regulan actualmente la actividad de fracturamiento hidráulico en México, las cuales contienen prácticas explicadas en sus lineamientos.

Estos lineamientos son:

- Emitido por la ASEA: Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en tierra.
- Emitido por la CONAGUA: LINEAMIENTOS para la protección y conservación de las aguas nacionales en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Estos lineamientos mencionan ya algunas prácticas para regular el fracturamiento, motivo por el cual se hizo una búsqueda de las prácticas mencionadas en el capítulo tres, para medir que tan consideradas están en sus lineamientos (Cuadro comparativo Anexo I) lo que concluyó que, dado que algunas no están contempladas o lo están parcialmente, se puede mejorar la regulación actual tomando en cuenta las prácticas que se presentaron a lo largo de esta tesis.



Diagrama 14 “Partes que Componen la Propuesta de Regulación”

Tomando este hecho como premisa, se presenta la propuesta de regulación para actividades de fracturamiento hidráulico en México, presentada en el formato que la Cofemer requiere.

Propuesta de Regulación a Actividades de Fracturamiento hidráulico en México

En el presente capítulo se presenta la propuesta de regulación, tomando de base la información presentada anteriormente, como lo indica la Cofemer

| Tema | Regulación para actividades de fracturamiento hidráulico en México | |
|--|---|--|
| <i>Tipo de Regulación preponderante</i> | <input type="checkbox"/> R. Económica <input type="checkbox"/> R. Administrativa <input type="checkbox"/> Dos indistintamente, especificar: | <input checked="" type="checkbox"/> R. Social <input type="checkbox"/> Todas indistintamente |
| <i>Método(s) aplicado(s)</i> | <input type="checkbox"/> ACB <input checked="" type="checkbox"/> A. Multicriterio <input type="checkbox"/> Costo equivalente anual | <input type="checkbox"/> ACE <input type="checkbox"/> Otro, especifique: |
| <i>Metodología(s) aplicada(s)</i> | <input type="checkbox"/> Valoración contingente <input type="checkbox"/> Costo de transporte <input type="checkbox"/> Costo de enfermedad <input type="checkbox"/> VSL <input type="checkbox"/> AVAD <input type="checkbox"/> Transferencia de beneficios <input type="checkbox"/> Coeficiente de concentración <input type="checkbox"/> Índice de dominancia <input type="checkbox"/> Análisis de equilibrio general <input checked="" type="checkbox"/> Otro: Recomendaciones nacionales e internacionales | <input type="checkbox"/> Precios Hedónicos <input type="checkbox"/> Gastos de defensa <input type="checkbox"/> Método de Capital Humano <input type="checkbox"/> AVAC <input type="checkbox"/> Variación compensatoria <input type="checkbox"/> Excedente del consumidor <input type="checkbox"/> Índice de Herfindahi <input type="checkbox"/> Índice de Lemer <input type="checkbox"/> Modelo de Costeo Estándar |
| <i>Criterios de Decisión</i> | <input type="checkbox"/> Análisis de sensibilidad <input type="checkbox"/> Tasa de Rendimiento inmediata <input checked="" type="checkbox"/> Otro, especifique: Observancia en evidencia empírica internacional | <input type="checkbox"/> Método Monte Carlo <input type="checkbox"/> Tasa Interna de Retorno |

a. Introducción

El fracturamiento hidráulico es una actividad de la industria petrolera realizada para explotar el potencial de los yacimientos no convencionales. México, siendo actualmente el sexto país del mundo con mayores reservas de recursos no convencionales, y con las prontas rondas de licitación de campos no convencionales, se verá afectado por las consecuencias de esta actividad.

Como bien se mencionó, los beneficios son amplios y se tiene una alta expectativa, al ver beneficios reflejados en economías internacionales, como la de Estados Unidos, al aprovechar dicha actividad. Sin embargo, las consecuencias ambientales y sociales son un punto altamente considerable, pues dichas consecuencias negativas han reflejado claras repercusiones en Estados Unidos, por lo que se han investigado las mejores prácticas del fracturamiento hidráulico para poder mitigar este acontecimiento.

Para México, esta tesis propone las mejores prácticas del fracturamiento hidráulico, investigadas por instituciones tanto internacionales como la EPA o la Royal Society, como nacionales, como el instituto Mario Molina, en una propuesta regulatoria para poder así disfrutar de los beneficios del fracturamiento hidráulico sin dejar de lado las preocupaciones ambientales y sociales.

b. Identificación y definición del problema.

La técnica del fracturamiento hidráulico ha tenido un gran impacto en el medio ambiente en los países donde más se ha llevado a cabo, en especial en Estados Unidos.

Como se presenta en el segundo capítulo de esta tesis, a lo largo de las etapas de fracturamiento se presentan riesgos a impactos negativos, todos ellos resultado de ejecución de malas prácticas y bajos regímenes de regulación que han permitido que las operadoras encargadas de llevar a cabo el fracturamiento descuiden sus operaciones, provocando no solamente impactos en el medio ambiente, sino también en la sociedad, que constantemente ha presentado quejas en el mundo en contra de esta práctica.

Inclusive, varios estudios han demostrado que las preferencias legales a la industria petrolera en materia regulatoria que existen en Estados Unidos juegan un rol importante en las razones por las que el fracturamiento ha resultado dañino, a pesar de los beneficios económicos que conlleva. Dando así la razón de exigir que en México se procure llevar a cabo una regulación exclusiva que presente las mejores prácticas.

El gobierno tiene la capacidad de mitigar dichos daños para que así, México disfrute de los beneficios del aumento de producción petrolera que se tiene esperados sin afectar el medio ambiente, por medio de considerar esta propuesta de regulación.

Actualmente la ASEA y la Conagua han emitido ya dos lineamientos, que en realidad no son referentes al fracturamiento hidráulico, si no a la actividad petrolera en yacimientos no convencionales. En ellas se incluyen prácticas que pueden ser complementadas con las prácticas que se presentan a lo largo del capítulo tres de esta tesis que, de tomarse en cuenta, la seguridad de las operaciones de fracturamiento hidráulico aumentará.

De no orillar a que el fracturamiento hidráulico se lleve a cabo con las mejores prácticas, ponemos en serio riesgo la actividad petrolera mexicana, el bienestar de su sociedad, y la generación de impactos negativos en nuestro medio ambiente, entorpeciendo así las actividades para conseguir los objetivos que la reforma energética se ha planteado desde su promulgación en 2013.

De lo anterior, se expone la siguiente problemática:

*México no cuenta con regulaciones con las suficientes prácticas que mejoren las condiciones de la actividad del fracturamiento hidráulico, y que aseguren el bienestar social y del medio ambiente, y que permitan al mismo tiempo la realización de la actividad para conseguir recompensas de ella. Por lo que se presenta una **falla de gobierno**. Así mismo, existe una falta de información en la sociedad que informe sobre este proceso y las técnicas que existen para salvaguardar a la sociedad y al entorno de sus impactos.*

c. Objetivos de la regulación

En ese sentido, esta tesis busca los siguientes objetivos en su propuesta de tesis:

1. Implementar las mejores prácticas para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico en campos petroleros de México en una regulación específica a las actividades de fracturamiento o, en su defecto, en mejoras en las regulaciones ya existentes en materia de no convencionales presentados por la ASEA y la CONAGUA.
2. Prevenir, mitigar y evitar, impactos negativos en el bienestar de la ciudadanía mexicana, de su salud, y de su medio ambiente, durante todo el tiempo que actividades de esta índole se realicen.
3. Colocar a México a la vanguardia en materia de explotación de recursos no convencionales, apoyando así a concretar de manera adecuada los objetivos que la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos se han planteado para el futuro de la producción nacional de hidrocarburos y de seguridad energética.

d. Alternativas regulatorias

- Escenario base (no emitir regulación o mejoras)

De no llevar a cabo una mejora en materia regulativa en el fracturamiento hidráulico, el riesgo de impactos negativos ambientales de salud y de descontento social, será mayor y por lo tanto la probabilidad de tener consecuencias negativas.

- Promulgación de lineamientos para la actividad de fracturamiento hidráulico

La opción consiste en la promulgación de un documento oficial de nombre “Lineamientos para Actividades de Fracturamiento Hidráulico en México”, que contendría reglas específicas con las técnicas y prácticas mínimas que deben llevarse a cabo en cada etapa del fracturamiento hidráulico.

Dichas reglas tendrán como base las recomendaciones propuestas en esta tesis, más aquellas que han sido utilizadas para los lineamientos de explotación de yacimientos no convencionales de la ASEA y CONAGUA.

Este documento tendrá la ventaja de poder citarse para cualquier actividad petrolera que necesite llevar a cabo fracturamiento, teniendo así mayor practicidad.

- Modificación y ampliación de lineamientos ya existentes emitidos por ASEA y Conagua.

Esta alternativa sugiere la ampliación y modificación de los lineamientos para yacimientos no convencionales emitidos por estas dos instituciones, considerando las recomendaciones que se presentan en esta tesis.

De hacerse de este modo, los documentos emitidos por estas instituciones estarán más completos y dejarán menor cabida al riesgo de las actividades de fracturamiento, siendo más fuertes y aptas para cumplir los objetivos para los que fueron escritos.

e. Evaluación de la mejor alternativa regulatoria

El método seleccionado para analizar las alternativas regulatorias fue en Análisis Multicriterio, que consta de la observación de propuestas de entidades relacionadas al campo del fracturamiento hidráulico. Es la mejor opción pues los beneficios de utilizar las prácticas mencionadas en esta tesis ya fueron observados por instituciones de prestigio que han realizado estudios relacionados.

En el capítulo tres de esta tesis se mencionan dichas instituciones, las prácticas que recomiendan y sus beneficios. Estas conclusiones tienen base en experiencia internacional, principalmente en Estados Unidos, en los campos donde se han aplicado y han disminuido los riesgos de impacto sin impedir que la actividad se lleve a cabo.

- Escenario base (no emitir regulación o mejoras)

De acuerdo al análisis de las diversas instituciones que en Estados Unidos analizaron los huecos regulatorios y sus efectos en las actividades petroleras, se ha concluido que los riesgos marginales de impacto son elevados tanto para el medio ambiente como para la sociedad.

Las actuales regulaciones emitidas por la Asea y por la Conagua, si bien, incluyen diversas prácticas que sí han sido reconocidas mundialmente, aún hay aspectos por mejorar. Evidencia empírica de lo que ha acontecido en Estados Unidos en cuestiones de incertidumbre o ausencia de prácticas en sus regulaciones han

detonado en impactos de contaminación en acuíferos de los que se extrae agua para consumo humano y por tanto, en la salud de la gente.

De no realizar mejoras en estos dos documentos, o de no emitir una nueva regulación específica relacionada al fracturamiento hidráulico, y siguiendo opiniones de instituciones como la EPA y la evidencia de lo que ha acontecido en Estados Unidos, el riesgo de impacto perjudicial continúa alto en nuestro país, aumentando el hecho de que somos primerizos en materia de regulación de esta técnica.

- Promulgación de lineamientos para la actividad de fracturamiento hidráulico

En el caso de promulgar un nuevo documento que contenga los lineamientos para actividades de fracturamiento hidráulico y tome en cuenta las propuestas en el capítulo tercero de esta tesis traería los siguientes beneficios:

Las operadoras solo tendrán que referirse a este documento cuando realicen actividades de fracturamiento, dando mayor facilidad y practicidad al seguimiento de la regulación.

México se pondría a la vanguardia en el tema del fracturamiento hidráulico en y en la explotación de los yacimientos no convencionales, y la sociedad podrá darse cuenta que México sí tiene reglas y prácticas específicas para llevar a cabo el fracturamiento y que puede controlarlo para utilizarlo en beneficio. Tendría mayor

probabilidad de salvaguardar el bienestar de su gente y del medio ambiente. Del mismo modo, las operaciones de fracturamiento en el país serán más eficientes.

Por supuesto que la elaboración de un nuevo documento necesita de mayor inversión de tiempo y esfuerzo. Para conseguirlo, la CNH, Conagua y Asea deberán trabajar en conjunto, tomando en cuenta los lineamientos ya promulgados y las recomendaciones de esta tesis.

- Modificación y ampliación de lineamientos ya existentes emitidos por ASEA y Conagua.

La actualización de los documentos con las recomendaciones que aquí se presentan sería un proceso teóricamente más veloz, dado que ya existen los lineamientos relacionados a otros aspectos un tanto aislados a los aspectos técnicos del fracturamiento, como el jurídico y de sanciones.

Además esto tendría la ventaja de también garantizar que las operadoras lleven a cabo las mejores prácticas. Aunque no tiene la misma practicidad que tener un documento único.

f. Consideraciones finales

Es importante señalar que lo importante para cumplir los objetivos de esta propuesta es considerar la mejora de las tecnologías y de las prácticas, para mantenerse actualizado sobre sus beneficios.

Una regulación no debe entorpecer las maniobras de las operadoras, sino que debe regular de acuerdo a lo que el término ALARP explica.

g. Dificultades a las que se enfrentó la propuesta

La propuesta y sus lineamientos están principalmente basados en opinión de instituciones con buen prestigio, sin tomar en cuenta opinión de operadoras, por lo que también existe una incertidumbre en el balance entre regulación y beneficio.

La diversidad de propuestas de prácticas para fracturamiento hidráulico es basta, por lo que se tuvieron que elegir las mejores desde criterio personal y desde un punto de vista práctico y de la reputación de la institución que las presentó.

Algunas prácticas de las recomendadas en esta tesis pueden sonar un tanto generales, es decir, que no mencionan muchas especificaciones al respecto. Sin embargo, el fin de ellas es dejar espacio para la mejora en tecnología y en maniobras de las operadoras, siempre y cuando la práctica no genere impactos negativos.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- ❖ México debe tener una regulación eficaz que prevenga el riesgo de impactos del fracturamiento hidráulico sin obstruir su realización.
- ❖ Con el aprovechamiento de los recursos no convencionales, México tiene oportunidad de superar la caída de producción nacional, de disminuir las importaciones de gas, y de obtener beneficios económicos similares a los de Estados Unidos.
- ❖ La declaración de químicos, la disponibilidad y calidad del agua, la integridad de los pozos, y el almacenamiento y transporte de fluidos son los aspectos en los que la regulación debe enfocarse.
- ❖ La regulación actual para yacimientos no convencionales en México se encuentra dispersa e incompleta.
- ❖ Existe desinformación en la sociedad relacionada a los impactos del fracturamiento hidráulico, así como de sus beneficios.

Recomendaciones

- ❖ México continúe avanzando en el aprovechamiento de sus recursos no convencionales.
- ❖ Toda la regulación de no convencionales sea integrada para generar un documento único de lineamientos para actividades de fracturamiento hidráulico en México.
- ❖ Se contemplen mejores lineamientos relacionados a la declaración de químicos, la disponibilidad y calidad del agua, la integridad de los pozos, y el almacenamiento y transporte de fluidos.
- ❖ Los órganos reguladores y las operadoras se mantengan al tanto de los avances tecnológicos del fracturamiento hidráulico para asegurar la eficiencia de su ejecución.
- ❖ Se informe a la sociedad de la capacidad que México tiene para evitar los impactos negativos del fracturamiento hidráulico y de aprovechar sus beneficios.
- ❖ La regulación sea estricta sin dejar de lado la filosofía ALARP (Tan bajo como sea razonablemente factible)

Anexo I. “Tablas Comparativas”

Las siguientes tablas cuestionan la medida en que los lineamientos de ASEA y la CONAGUA contemplan las prácticas que se recomendaron para le fracturamiento hidráulico. En ellas se menciona la práctica y se marca si está siendo total o parcialmente contemplada o si se presenta ausente en el lineamiento, de acuerdo a la simbología presentada en la siguiente tabla:

| Leyenda | |
|----------------|--|
| ✓ | Contiene lineamientos relacionados a la práctica |
| X | No contiene lineamientos relacionados a la práctica |
| ✓X | Contiene parcialmente lineamientos relacionados a la práctica o contiene lineamientos con fines parecidos a los de la práctica |

| Término ALARP | |
|--|----|
| ¿Presenta lineamientos relacionados a la práctica? | |
| ASEA | ✓ |
| CONAGUA | ✓X |

| Declaración de Químicos | |
|--|--|
| ¿Presenta lineamientos relacionados a la siguiente práctica? | |
| Institución | <p>Declarar totalmente los componentes químicos del fluido fracturante</p> <p>Facilitar el acceso a información del fracturamiento hidráulico y de los químicos del fluido mediante un sitio web</p> |
| ASEA | ✓ X |
| CONAGUA | X X |

| Disponibilidad del Agua y su Calidad | | | | |
|--|--|---|---|--|
| ¿Presenta lineamientos relacionados a la siguiente práctica? | | | | |
| Institución | Dar prioridad a extracción de fuentes distintas a las de agua potable | Estudiar la fuente de extracción para evaluar la viabilidad de explotarse | | Monitorear las temporadas de sequías y relación con extracción de agua |
| ASEA | ✓X | | X | X |
| CONAGUA | ✓ | | ✓ | X |
| Institución | Observar calidad de agua previo a extracción y mantenerla a esos niveles | Explotar acuíferos a una distancia adecuada de zonas restringidas y comunidades | | Monitorear periódicamente la calidad del agua |
| ASEA | X | | X | X |
| CONAGUA | ✓ | | ✓X | ✓X |
| Institución | Extracción únicamente bajo autorización | Establecer ritmos de extracción límite | Extracción sin químicos o contaminantes | Integridad en los pozos de extracción |
| ASEA | ✓X | X | X | X |
| CONAGUA | ✓ | X | X | X |

| Construcción e Integridad de Pozos <i>Prácticas Comunes</i> | | | | |
|---|---|---|---|---------------------|
| ¿Presenta lineamientos relacionados a la siguiente práctica? | | | | |
| Institución | Informar sobre los pozos involucrados en las actividades de fracturamiento hidráulico | Estudio de localización de zonas vulnerables subterráneos y en superficie | Construcción de pozos a distancias superficiales adecuadas. | Monitoreo constante |
| ASEA | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| CONAGUA | ✓ | X | ✓ | ✓ |

| Construcción e Integridad de Pozos <i>Pozos de Depósito</i> | | | | |
|---|--|--|--|--|
| ¿Presenta lineamientos relacionados a la siguiente práctica? | | | | |
| Institución | Eliminar químicos dañinos a la salud y medioambiente del fluido de retorno | Ubicar a los pozos alejados de zonas vulnerables | Seleccionar una formación almacenadora con características adecuadas | Seleccionar la formación receptora a una distancia adecuada de zonas vulnerables |
| ASEA | ✓ | ✓ | ✓X | ✓X |
| CONAGUA | X | X | X | X |

| Construcción e Integridad de Pozos <i>Pozos Fracturados</i> | | | | |
|---|--|--|---|---|
| ¿Presenta lineamientos relacionados a la siguiente práctica? | | | | |
| Institución | Aislar zonas vulnerables subterráneas con mínimo dos TRs | Certificar cementación por una tercer entidad | Asegurar aislamiento del intervalo vulnerable con cementación 50m abajo y arriba de este | Cementar hasta superficie |
| ASEA CONAGUA | ✓X ✓ | ✓ X | ✓X ✓ | X ✓ |
| Institución | Pruebas de presión en el pozo para medir su resistencia. | Fracturar a una profundidad alejada de zonas vulnerables | Fracturar a profundidad tal que exista una roca sello entre la zona de fracturamiento y la zona vulnerable. | Dejar una distancia suficiente entre la formación objetivo y la zona vulnerable |
| ASEA CONAGUA | ✓ X | ✓ ✓ | X X | X ✓ |

| Almacenamiento | | |
|--|--|--|
| ¿Presenta lineamientos relacionados a la siguiente práctica? | | |
| Institución | Uso de tanques de almacenamiento aislantes del contenido | Almacenar el fluido durante un periodo de tiempo razonable |
| ASEA | ✓ | ✓ |
| CONAGUA | X | X |

| Transporte | | | | |
|--|---|---|---|--|
| ¿Presenta lineamientos relacionados a la siguiente práctica? | | | | |
| Institución | Utilizar vehículos que aislen el fluido hacia el exterior | Sellar el vehículo bajo una única llave que poseerá una persona autorizada en la zona receptora | Manejar equipo bajo normas oficiales de seguridad | Monitorear y supervisar el proceso de traslado |
| ASEA | X | X | ✓ | ✓ |
| CONAGUA | X | X | ✓ | X |

Anexo II. “Declaración de Químicos”

Los siguientes puntos no pretenden ser lineamientos sino *ideas base para la promulgación de lineamientos*, ya que un lineamiento formal debe ser revisado también por expertos en materia legislativa para ser promulgados como tal.

- ❖ Los regulados deberán declarar el 100% de los químicos componentes del fluido fracturante a los reguladores, de acuerdo a la NMX-R-019-SCFI-2011, indicando cuáles tienen riesgo a afectaciones al medio ambiente y a la salud, especificando los riesgos y las medidas para mitigarlos. La operadora deberá reportarlos con tiempo previo a la operación de fractura establecido por la reguladora.
- ❖ La reguladora tendrá la cualidad de dar o no autorización, para utilizar dichos químicos en las operaciones de fracturamiento hidráulico. En caso de aceptarlos podrá restringir las condiciones de uso para algún químico en especial, de verlo conveniente. En caso de rechazo, los regulados tendrán la opción de cambiar el producto con el químico rechazado o el químico en sí.
- ❖ Los regulados tendrán la opción de solicitar privacidad para salvaguardar la receta de aquellos productos que se considere su publicación provocaría una competencia desventajosa o desleal en el mercado, más sin embargo, los químicos que lo contienen sí deberán ser reportados.
- ❖ La reguladora deberá abrir una sección en su portal web, en la cual presentará información relevante al fracturamiento hidráulico, junto con las declaraciones de los químicos hechas por los regulados. Este debe

mantenerse constantemente actualizada, por lo que en caso de que el regulado cambie algún químico se deberá reportar a la reguladora.

- ❖ La operadora deberá reportar el plan de trabajo planeado para la operación de fracturamiento hidráulico que va a realizar, incluyendo fechas, localización de los pozos etc. así como planes de mitigación de impactos. Esta información también será publicada en el portal web destinado al fracturamiento y de acceso para las comunidades aledañas a la operación.

Anexo III. “Disponibilidad del Agua y su Calidad”

Los siguientes puntos no pretenden ser lineamientos sino *ideas base para la promulgación de lineamientos*, ya que un lineamiento formal debe ser revisado también por expertos en materia legislativa para ser promulgados como tal.

- ❖ Los regulados deberán dar prioridad al uso de fuentes distintas al agua potable para el fluido base.
- ❖ La fuente seleccionada deberá estar a una distancia mínima de la comunidad más cercana establecida por la reguladora.
- ❖ La explotación de acuíferos en zonas restringidas permanecerá prohibida. En caso de requerir perforar un pozo extractor cerca de alguna, deberá encontrarse a una distancia determinada por la reguladora, mínima de 1 kilómetro, de tal manera que el pozo no afecte la zona restringida aledaña. También se deberá establecer una distancia en caso de ser fuente superficial.
- ❖ El regulado deberá contar con autorización de la reguladora para las actividades de extracción, para lo cual se establecerá lo siguiente:
 - El regulado presentará dentro de su plan mínimo la siguiente información:
 - Tipo de fuente (agua potable o distinto)
 - Localización exacta de la fuente.
 - Ritmo de explotación pretendido, así como la cantidad total a extraer.
 - Fechas de actividades.

- Solicitud de colocación de instalaciones si se lo requiere (deberá cumplir con la regulación existente en la materia)
- Técnica de extracción
 - La técnica de explotación no podrá incluir químico alguno.
 - La técnica debe asegurar la integridad de la zona, así como la calidad del agua que permanecerá en el sitio, es decir que el agua que no será extraída debe mantener su calidad de origen.
- Análisis de riesgos y planes de mitigación
- La reguladora deberá analizar el plan propuesto y compararlo con un estudio de la zona y la fuente seleccionada, de no contar con algún dato se sugiere realizar el estudio en conjunto con el regulado. Dicho estudio deberá incluir:
 - Temporadas de sequía de la región en la que se ubica, proporcionadas por el MSM (Monitor de Sequía en México), para verificar si la fecha reportada para inicio de operaciones coincide con alguna temporada no adecuada de explotación. De coincidir, la reguladora debe concluir si es viable la explotación del acuífero durante esa época o si se sugiere en otra.
 - Disponibilidad de agua. Volumen estimado contenido en el acuífero.
 - Valor económico de la fuente.

- Disponibilidad de agua a 10 años.
 - El ritmo de extracción actual y los partícipes en su explotación, en caso de que el acuífero ya se encuentre siendo explotado, para conseguir un porcentaje de conflicto de disponibilidad. Este cálculo deberá incluir el ritmo de explotación planeado por el regulado. En caso de que este porcentaje sea mayor a 80% o la reguladora identifique al conflicto de disponibilidad como excesivo, tendrá virtud de rechazar la autorización de explotar el acuífero. Entonces la operadora tendrá opción de proponer una siguiente fuente, la cual pasará por el mismo proceso.
 - Calidad del agua antes de la operación.
- ❖ Si la fuente de agua es subterránea y la construcción de un pozo extractor es necesaria, su autorización será en conformidad a los lineamientos de construcción de pozo emitidos por la CNH y con los puntos anteriormente descritos, así como con las recomendaciones del Anexo IV de esta tesis. La operadora deberá asegurar la integridad del pozo.
- ❖ Al ser aprobada la autorización de la extracción de agua de los acuíferos solicitados, se deberá llevar a cabo un monitoreo del mismo y de la calidad del agua durante todo el proceso, de acuerdo a las condiciones que se establezca con la reguladora. En caso de alguna alteración, el regulado deberá hacerse responsable al 100% de la mitigación y de las consecuencias.

Anexo IV. “Construcción e Integridad de Pozos”

Los siguientes puntos no pretenden ser lineamientos sino *ideas base para la promulgación de lineamientos*, ya que un lineamiento formal debe ser revisado también por expertos en materia legislativa para ser promulgados como tal.

- ❖ Cualquier tipo de pozo involucrado en actividades de fracturamiento hidráulico deberá:
 - Ser registrado y publicado en el portal web exclusivo de fracturamiento hidráulico (mismo que publica la declaración de químicos), el registro deberá incluir como mínimo la siguiente información, más cualquier otra que sea requerida por la reguladora:
 - Nombre del pozo y ubicación exacta.
 - Tipo de pozo y actividades planeadas a realizar.
 - Calendario de actividades
 - Llevar a cabo un estudio para localizar zonas vulnerables, superficiales y subterráneas, que tengan riesgo a impactos por la construcción del pozo, poniendo especial énfasis en comunidades cercanas, cuerpos de agua y reservas ecológicas. Así mismo, el estudio deberá localizar estructuras geológicas que puedan poner en riesgo a alguna zona vulnerable, como fallas y fracturas naturales, redes de fracturas creadas por algún otro pozo aledaño, canales de comunicación con acuíferos, etc.

- Ser perforado a una distancia mínima de 1 kilómetro, o a la que se especificada por la reguladora, de cualquier zona restringida o vulnerable a impactos.
 - Otorgar documentación del estado mecánico a la reguladora y su plan de construcción y mitigación de riesgos para monitoreo.
 - Contar con cementación hasta superficie.
 - Llevar un monitoreo continuo de:
 - Espacio anular (para detectar fugas de cualquier tipo)
 - Contaminación en la zona periférica.
 - Integridad mecánica del pozo. Debe haber revisión de este por lo menos cada año.
 - Integridad de los componentes utilizados para la reducción de riesgos.
- ❖ En cuanto a los pozos para inyección del fluido fracturante y fracturamiento de la formación:
- Deberán ser perforados a una distancia mínima de 1.5 km de distancia de cualquier zona vulnerable, incluyendo fuentes agua y comunidades.
 - El regulado deberá incluir en sus estudios geológicos previos a la inyección de fluido fracturante:
 - Si la zona de inyección y la formación objetivo tiene algún valor económico presente o a futuro.

- Si el fracturamiento de la formación objetivo puede inducir sismos, y de ser así, se deberá presentar un plan de mitigación de riesgos por sismos.
- Si la formación es lo suficientemente resistente a picos de presión que puedan provocar fracturas no previstas y por tanto fugas del fluido fracturante hacia otras formaciones.
- Localización de fallas, fracturas y/o cualquier tipo de entidad geológica que se presente en la formación que tenga probabilidad de permitir fuga del fluido fracturante.
- Las formaciones receptoras cuentan con permeabilidad, porosidad, homogeneidad y espesor suficiente para recibir los fluidos de inyección sin necesidad de una presión excesiva que ponga en riesgo la integridad del pozo.
- Localización de cualquier zona vulnerable a contaminación por el fluido fracturante, dando énfasis a acuíferos. El regulado deberá identificar la profundidad e intervalo en el que se encuentra, deberá caracterizarlo y en caso de ser un acuífero, deberá reportar la calidad del agua que presenta.
- En las operaciones de construcción del pozo, el regulado deberá:
 - Aislar las zonas vulnerables subterráneas, como los acuíferos, de manera que se evite la comunicación con el pozo. Para ello el regulado deberá mínimo:
 - Colocar doble tubería de revestimiento a lo largo del intervalo a aislar.

- Cementar a una profundidad mínima de 50 metros abajo del fondo del acuífero desde 50 metros arriba de la parte superior del acuífero.
- Por medio de una entidad independiente y competente (examinador) ajeno a la operadora, certificar los resultados de un obligatorio registro de CBL para revisar el correcto fraguado del cemento. Este no tendrá el poder de dar permiso o no a la actividad. Se limitará a informar al regulador sobre sus resultados y recomendaciones.
- Realizar un estudio en el área circundante al pozo de un radio equivalente a la longitud de la parte horizontal del pozo más 100 metros o de un mínimo de 3 km, para identificar pozos aledaños de cualquier tipo que puedan crear comunicación entre las redes de fracturas del nuevo pozo y el anterior, que pueda provocar cualquier tipo de riesgo a impacto.
- Una vez concluido el pozo, pero previo a la inyección de fluidos, el regulado deberá realizar pruebas de presión equivalentes a las presiones que será sometido el pozo al momento de la inyección de fluido fracturante. Estas pruebas deberán comprobar si la integridad del pozo se encuentra en buenas condiciones y que es óptima para llevar a cabo operaciones de fracturamiento hidráulico.
- Para actividades de inyección y fracturamiento, el regulado deberá:
 - Comprobar que los químicos componentes del fluido fracturante son compatibles con los materiales del pozo, de tal

forma que se evite riesgos de corrosión y afectaciones a su integridad.

- Probar que los fluidos que inyectará a la formación permanecerán ahí por un tiempo mínimo equivalente al tiempo en que se mantienen en estado peligroso.
 - Seleccionar una formación objetivo a una distancia a la zona vulnerable más cerca suficientemente larga como para evitar ser alcanzada por la red de fracturas y evitar migración. Que exista alguna roca sello entre la formación objetivo y la zona vulnerable que pueda evitar que esta sea alcanzada por las fracturas también es viable.
 - Llevar a cabo un monitoreo sísmico en la zona en la que se está llevando la operación, durante la inyección de fluido fracturante y por lo menos treinta días después. Deberá proponer técnicas y alternativas que mitiguen la posibilidad de provocar un sismo de magnitud igual o superior a 3M.
 - El regulado deberá hacerse responsable de llevar a cabo la simulación adecuada de red de fracturas y de comunicación interna del yacimiento que asegure que los alcances de las fracturas no son suficientes para llegar a alguna zona vulnerable.
- ❖ En cuanto a los pozos depósito para fluido de retorno:
- El fluido de retorno que será inyectado deberá de pasar por un proceso de tratamiento previo a su inyección que elimine los

químicos peligros. Se deberá certificar la calidad de este previo a su inyección.

- Los pozos deberán de encontrarse a una distancia mínima de 1.5 km de distancia de cualquier fuente de agua superficial, comunidad o zona vulnerable. Esta distancia puede ser modificada por la reguladora.
- El regulado deberá realizar estudios de la formación que recibirá el fluido, con fin de:
 - Comprobar que no exista alguna zona con valor económico aledaña a la zona de inyección, que pueda ser perjudicada en el depósito del fluido.
 - Se encuentren fallas o posibles canales de comunicación de la formación receptora con algún acuífero o zona vulnerable.
 - Determinar la capacidad máxima almacenadora (volumen) de la formación.
- El regulado no podrá almacenar más allá del 90% del volumen máximo que la capacidad almacenadora de la formación permita.
- La profundidad entre la formación receptora y la zona vulnerable más cercana debe ser suficiente para evitar que sea alcanzada por el fluido. Es preferible que exista una roca impermeable arriba de la profundidad a la que se planea hacer la inyección, de tal suerte que la probabilidad de fuga de fluido a superficie o acuíferos sea reducida considerablemente.

Anexo V. “Almacenamiento y Transporte”

Los siguientes puntos no pretenden ser lineamientos sino *ideas base para la promulgación de lineamientos*, ya que un lineamiento formal debe ser revisado también por expertos en materia legislativa para ser promulgados como tal.

- ❖ Cuando el regulado desee almacenar el fluido de retorno después de una operación de fracturamiento hidráulico deberá:
 - Cubrir el área que circunde la localización de los dispositivos de almacenamiento con una malla impermeable de un área razonablemente mayor a la localización del almacenamiento que evite que cualquier derrame tenga contacto directo con el suelo.
 - Evitar el depósito del fluido en cualquier cuerpo de agua, directo en alguna zona de terracería o en alguna comunidad pues estará estrictamente prohibido, por lo que la reguladora deberá considerar una sanción lo suficientemente estricta.
 - Evitar depositar el fluido de retorno en presas de terracería o en cualquier medio de almacenamiento que permita el contacto directo del suelo o de algún cuerpo de agua con el fluido, pues esta actividad estará prohibida.
 - Localizar el medio de almacenamiento de los fluidos lejanamente a cualquier localidad aledaña o zona vulnerable, dentro del área de trabajo. De tal forma que se evite que la población tenga contacto con él.

- Utilizar un medio de almacenamiento completamente impermeable, cerrado y de preferencia metálico. Estará permitido su almacenaje temporal en depósitos abiertos por no más de 5 días después de su extracción, por lo que posteriormente deberán ser trasladados a un dispositivo con las características anteriormente descritas.
 - Evitar que los dispositivos de almacenamiento sobrepasen el 90% de su capacidad.
 - Evitar que los tanques o medios de almacenamiento estén en contacto directo con el suelo, por lo que deberá de existir una distancia mínima de 20 cm ambos.
 - Proceder al tratamiento del fluido y a su reúso si cumple 21 días en reposo en almacenamiento.
 - Monitorear el proceso de almacenamiento, el estado de los equipos, y a su personal rigurosamente, de tal manera que se cumpla el plan de manejo y se lleven a cabo los estándares de seguridad protección industrial para evitar accidentes.
 - Ser 100% responsable de la integridad de sus instalaciones y equipos, así como de la capacitación de su personal para realizar actividades de almacenamiento de fluido.
- ❖ Al realizar transporte de fluido de retorno, el regulado deberá:
- Si es por medio de ductos:
 - Asegurarse que el material de los ductos sea impermeable lo suficientemente para evitar filtrado o fugas del fluido.

- Asegurarse de que la red de ductos sea completamente hermética en todo punto del proceso evitando fugas. Cuando algún ducto llegue al destino de transporte, se deberá colocar el fluido dentro del dispositivo receptor con equipo que hermético, ya sea mangueras o ductos, sin dar espacio a la posibilidad de derrame o fuga.
- Evitar que la red de ductos esté en contacto directo con el suelo, por lo que deberá haber una distancia mínima de 20cm entre ellos.
- Deberá revisar la integridad mecánica y la corrosión en la red de ductos por lo menos una vez al año para realizar mantenimiento en caso de necesitarlo. Monitorear filtraciones y movimiento de fluido deberá ser constantemente.
- Evitar que la red de ductos pase cercana a algún cuerpo de agua o comunidad poblacional que pueda ser afectada de tener contacto con el fluido.
- Si es por medio de pipas o vehículos:
 - Asegurar que los tanques de transporte con los que cuenten los vehículos sean completamente impermeables y cerrados. Deberán contar con un sistema que evite la fuga o filtración del fluido transportado.
 - Asegurarse de que el material del tanque almacenador sea resistente a golpes y perforaciones, esto para evitar algún derrame en caso de accidente en alguna vía de transporte.

- Sellar los tanques de almacenamiento antes de partir y únicamente una persona autorizada en la zona receptora del fluido contará con la herramienta necesaria para poderlos retirar el sello.
- Asegurarse de que el depósito y extracción del fluido en el tanque almacenador del vehículo sea única y exclusivamente por medio de mangueras o tuberías que cuenten con el material impermeable suficiente que evite derrames o fugas, que sirvan de comunicación entre las instalaciones y el vehículo.
- Revisar la integridad del vehículo y de su tanque de almacenamiento en cada viaje que lleve a cabo.

Anexo VI. “Norma NMX-R-019-SCFI-2011”

La norma mexicana NMX-R-019-SCFI-2011 lleva como título:

SISTEMA ARMONIZADO DE CLASIFICACIÓN Y COMUNICACIÓN DE PELIGROS DE LOS PRODUCTOS QUÍMICOS

En ella se establecen los criterios para clasificar a los productos químicos de acuerdo a sus peligros físicos, para la salud y el medio ambiente.

Asimismo establece los elementos de comunicación del peligro uniforme de los productos químicos, así como los requisitos para el etiquetado y para las hojas de datos de seguridad de éstos

Aplica en todo el territorio nacional para clasificar a los productos químicos y es la base para la implementación de los sistemas de comunicación del Peligro (etiquetado, señalización, hojas de datos de seguridad, entre otros). También describe el proceso de clasificación de los productos químicos y mezclas, en el que se incluyen los símbolos normalizados que aplican en el contexto SAC que se muestran a continuación. (Secretaría del Trabajo y Prevención Social, 2011)

| | | |
|---|---|---|
| Llama | Llama sobre círculo | Bomba explotando |
|  |  |  |
| Corrosión | Botella de Gas | Calavera y tibias cruzadas |
|  |  |  |
| Signo de Exclamación | Medio Ambiente | Peligro para la salud |
|  |  |  |

Diagrama 15 "Símbolos empleados para mostrar peligro"

Fuente: Secretaría del Trabajo y Prevención Social, y Secretaría de Economía

Referencias

- API. (2006). *Requirements for Class I Wells and Class I Hazardous Waste Wells*.
- Batenburg, H. a. (1999). *A comparison of freshwater and seawater based borate crosslinked fracturing fluids*. Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers International Symposium on Oilfield Chemistry.
- Bloomerg, J. H. (2015). *Fracking industry wells associated with premature birth*. Pennsylvania: School of Public Health.
- Brady, W. J. (2012). *Hydraulic Fracturing Regulation in the United States*. Denver, Colorado: University of Denver.
- Brady, W. J. (2012). *Hydraulic Fracturing Regulation in the United States: The Laissez-Faire Approach of the Federal Government and Varying State Regulations*. Denver, Colorado: University of Denver.
- Ceres. (2014). *Hydraulic Fracturing & Water Stress: Water Demand by the Numbers*. Boston: Ceres.
- CNH. (2016). *Lineamientos de Perforación de Pozos*. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación.
- Cofemer. (2016, Septiembre 6). *Comisión Federal de Mejora Regulatoria*. Retrieved Febrero 6, 2018, from <https://www.gob.mx/cofemer/acciones-y-programas/que-es-la-regulacion>

- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2017, Noviembre). *CNH*. Retrieved Enero 23, 2018, from <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/estadisticas.php>
- EIA. (2013). *Technically Recoverable Shale Oil and Natural Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside United States*. Washington, DC: Energy Information Administration.
- Energy Information Administration. (2015, Mayo). *Overview, Natural Gas Consumption by End Use Sector and Census Division, Table 135*. Retrieved from http://www.eia.gov/forecasts/aeo/ar/tables_ref.cfm
- EPA. (2015). *Case Study Analysis of the Impacts of Water Acquisition for Hydraulic Fracturing on Local Water Availability*. Washington, DC: EPA.
- EPA. (2016). *Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Cycle on Drinking Water Resources in the United States*. Washington, DC: EPA.
- EPA. (2016). *Requirements for all Class I Wells and Class I Hazardous Waste Wells*.
- EWS. (2015, Agosto 12). *Environmental Working Group*. Retrieved 2018, from <https://www.ewg.org/research/california-s-toxic-fracking-fluid-chemical-recipe/california-s-fracking-disclosure-law#.WphuRB1ubMx>
- Frac Focus. (2017). *Frac Focus*. Retrieved from <http://fracfocus.org/>
- Frutos, M. (2017, Octubre 7). Fracking, ven riesgos sísmicos en NL. *El Universal*.

Geehan, T., Gilmour, A., & Guo, Q. (2007). *Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación*. Houston, Texas: Oilfield Review.

Goss, G., Alessi, D., Allen, D., & Gehman, J. (2015). *Unconventional Wastewater Management: A comparative review and analysis of hydraulic fracturing wastewater management practices across four north american basin*. Alberta: University of Alberta.

Health and Safety Executive. (2015). *Health and Safety Executive*. Retrieved from UK Government: <http://www.hse.gov.uk/risk/theory/alarpglance.htm>

Jaffe, A. M., Soliglio, K., & Ronald, B. M. (2011). *The Status of World Oil Reserves: Conventional and Unconventional Resources in the Future Supply Mix*. Houston, Texas: James A. Baker III Institute.

Kell. (2011). *State oil and gas agency groundwater investigations and their role in advancing regulatory reforms*. Ohio and Texas: FracFocus.

Manfreda, J. (2015, April 13). *Oil Price*. Retrieved 2018, from <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/The-Real-History-Of-Fracking.html>

Martínez Romero, N. (2017). *Gaceta Trimestral "Recursos no convencionales"*. Ciudad de México: CNH.

Michael Kiparsky, & Foley Hein, J. (2013). *Regulation of Hydraulic Fracturing in California: A wastewater and water quality perspective*. Berkeley: University of California.

Norwegian Oil and Gas Association. (2008). *Recommended Guidelines For Well Integrity*. Stavanger: Norskolje&gass.

PEMEX, Exploración y Producción. (2018). *Solicitud de Acceso a la Información No. 1857500015818*. Ciudad de México: INAI.

Physicians for Social Responsibility NY. (2016). *Compendium of scientific, medical and media findings demonstrating risks and harms of fracking*. New York: Concerned Health Professionals of NY.

Porter, M. E., Gee, D. S., & Pope, G. J. (2015). *America's Unconventional Energy Opportunity: A Win-Win Plan for the Economy, the Environment, and a Lower-Carbon, Cleaner-Energy Future*. Boston: Harvard Business School.

Railroad Commission of Texas. (2017). *RRC*. Retrieved 2018, from <http://www.rrc.state.tx.us/about-us/resource-center/faqs/oil-gas-faqs/faq-water-use-in-association-with-oil-and-gas-activities/>

Secretaría de Energía. (2015). *Explicación Ampliada de la Reforma Energética*. Ciudad de México.

Secretaría del Trabajo y Prevención Social. (2011). *NMX-R-019-SCFI-2011*. Ciudad de México.

SEMARNAT. (2015). *Guía de Criterios Ambientales Para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos Contenidos en Lutitas*. Ciudad de México: SEMARNAT.

Stefan, J. L. (2013, Diciembre 15). *Great Artesian Basin Proteccion Group Inc.*
Retrieved Diciembre 12, 2017, from <http://www.gabpg.org.au/wp-content/uploads/2014/01/List-of-Bans.pdf>

Summers, D. (2014). *The Differences In Fracking Tight Sand And Shales.*
Retrieved from Oil Price.com: <https://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/The-Differences-In-Fracking-Tight-Sand-And-Shales.html>

The Royal Society. (2012). *Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing.* London: The Royal Society and The Royal Academy of Engineering.

US Committee on Energy and Commerce. (2011). *Chemicals Used In Hydraulic Fracturing.* US House of Representatives.

Veil, J. (2015). *US Produced water volumes and managment practices in 2012.*
Oklahoma: GroundWater Protection COuncil.

(1991). *Water Resources Act.* London: Gobierno del Reino Unido.

Yost, A. (2011). *Water management during shale gas development: current R&D efforts, conference presentation.* US Department of Energy National Energy Technology Laboratory.