

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 101 de 92

**ANEXO 1 BREVE DESCRIPCIÓN DE PROYECTOS EN LOS QUE SE HA EMPLEADO LA TÉCNICA
DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL MUNDO**

Macroproceso:	Proceso:	
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 102 de 92

PREÁMBULO

En el proceso de extracción de hidrocarburos no convencionales, las aguas subterráneas y superficiales podrían verse contaminadas siempre que no se sigan los procedimientos de operación adecuados para la fracturación hidráulica o para el manejo y disposición de aguas de producción. Para el informe de este estudio, el análisis de los aspectos normativos relacionados con la regulación, monitoreo y seguimiento de la etapa de estimulación hidráulica de los yacimientos en roca generadora está delimitado, exclusivamente, a los Estados Unidos, Canadá, China y Argentina, para lo cual se tomó como referencia la información de la U.S. EIA (2015). Dicha información asegura que, a finales del año 2014, los cuatro países mencionados eran los únicos en el mundo que estaban produciendo volúmenes comerciales de gas natural proveniente de formaciones de *shales* (*shale gas*) o crudo de formaciones compactas (*shale oil - tight oil*). Por tal razón, estos países se han visto abocados a actuar en las etapas de regulación, seguimiento y monitoreo de las fases de exploración y explotación de crudo y gas en este tipo de yacimientos no convencionales. Tales experiencias resultan de gran importancia como referencia para que nuestro país tome las lecciones pertinentes y genere las medidas necesarias para asegurar un medioambiente sano.

DESCRIPCIÓN TÉCNICA

China

Este país tiene un gran interés en desarrollar sus yacimientos de hidrocarburos no convencionales. Según la U.S. EIA (2013), para *shale gas* contaría con 1115 tcf y para *shale oil* con 32 000 millones de barriles, de modo que ocupa los puestos No. 1 y No. 3, respectivamente, dentro de los diez países con mayores reservas técnicamente recuperables de estos tipos de *shale*. Con el ánimo de contrastar estas cifras, varias instituciones chinas, entre las que se encuentra el Ministerio de Tierras y Recursos, la Academia China de Ingeniería y el Instituto de Exploración y Desarrollo de PetroChina, han elaborado sus propias estimaciones encontrando discrepancias con los valores reportados por la U.S. EIA en magnitudes del orden del 15 %, lo cual puede ser atribuido al bajo grado de desarrollo y exploración en las provincias que poseen el mayor potencial de albergar yacimientos de hidrocarburos no convencionales, que de acuerdo con la U.S. EIA son: Junggan, Tarim, Songliao, Sichuan, Jiangnan, Subei y Yangtze. La siguiente figura muestra las cuencas más prospectivas:



Figura A1-1 Cuencas más prospectivas de *shale oil* y *shale gas* en China

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 103 de 92

Fuente: ARI (2013) en U. S. EIA (2013)

China ha enfocado sus esfuerzos de exploración y desarrollo de yacimientos no convencionales especialmente en *shale gas*, situación que viene realizando desde 2010, específicamente en la provincia de Sichuan, rica en *shale gas* de origen marino. Para finales de 2015, se establecieron un total de 54 derechos de exploración en 17 000 km² de bloques *onshore*, de los cuales 21 ya se encontraban en etapa licitatoria. En esta área se han desarrollado proyectos industriales de *shale gas* de origen marino en las regiones de Chongqing-Fuling, Weiyuan y Changning-Zhaotong (Provincia de Sichuan); y de origen continental en las regiones de Fushun-Yongchuan y de Yangchang (Provincia de Shaanxi). En la 0 se evidencia el área en donde se han perforado alrededor de 400 pozos de *shale gas*, de los cuales 280 fueron puestos en operación con una producción acumulada de 601 millones de m³ para el año 2016 y una inversión de alrededor de 4500 millones de dólares.

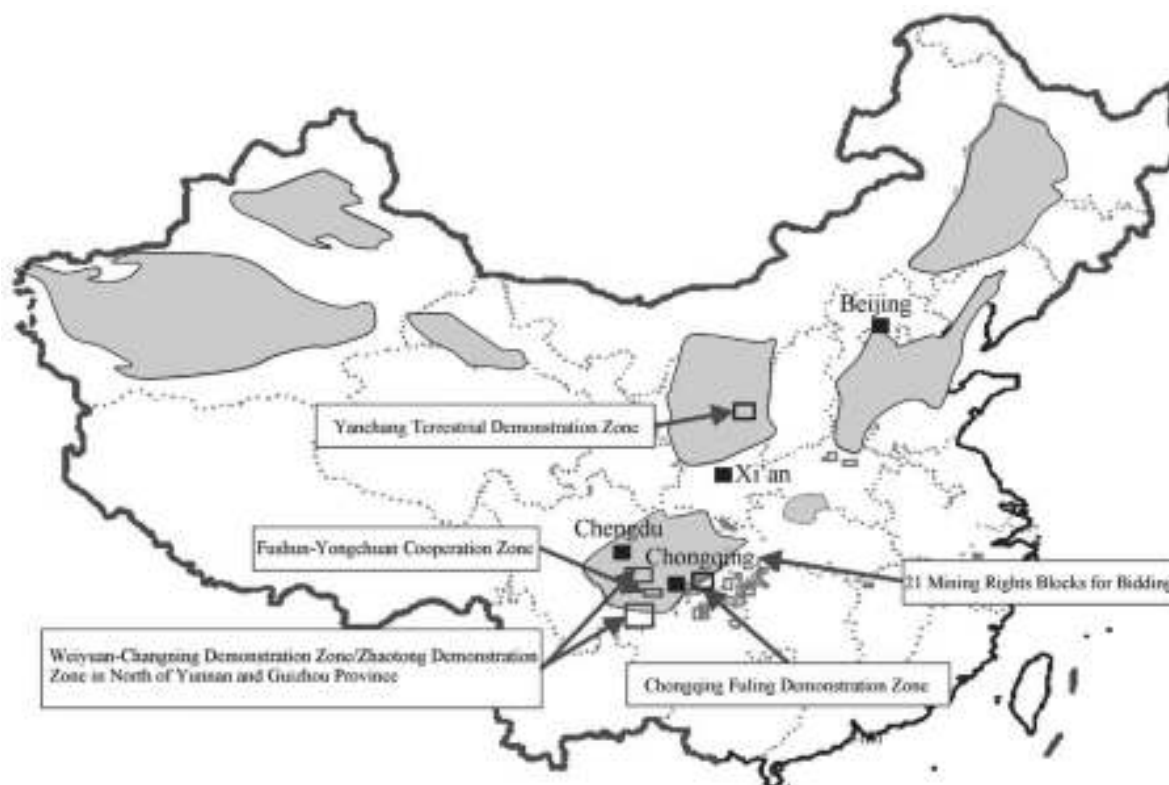


Figura A1-2. Distribución de bloques de exploración y desarrollo de *shale gas* en China

Fuente: Dazhong et al. (2016)

Si bien es cierto que en China esta industria es incipiente, ese país ha mejorado en competencias técnicas clave, tales como la prospección geofísica, el completamiento y la perforación de pozos, así como la estimulación hidráulica de los mismos. Por ejemplo, los completamientos se han reducido de 150 días a 60 días en promedio, con mínimos de hasta 35 días, lo que representa reducciones de costos del entre 25 a 35 %. Por otra parte, las etapas de fracturamiento han aumentado de un número original de 10 a 15, con un máximo de 29.

Los principales retos que esta industria enfrenta son de tipo técnico y socioambiental. Con relación a la primera variable, se debe aumentar el conocimiento geológico de sus cuencas, ya que no hay completa certeza de la delimitación de los *shales* de origen marino y continental, para lo cual debe emplearse una tecnología de exploración y desarrollo ligeramente distinta, pero no menos importante. Por otro lado, el país cuenta con condiciones superficiales complejas (zonas montañosas, desiertos), grandes distancias a poliductos, problemas

	Macroproceso:	Proceso:
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 104 de 92

de infraestructura vial, coordinaciones complejas con la comunidad debido a la construcción de infraestructura en cercanías a zonas pobladas y riesgos de contaminación, puesto que aún no se ha establecido normatividad ambiental clara y exigente en las provincias de mayor potencial, lo cual se debe a que emplean regulaciones y guías técnicas de yacimientos convencionales, aunado a cierta condescendencia y laxitud por parte de las autoridades ambientales y provinciales.

En cuanto al tema de recursos hídricos, vale la pena resaltar que al ser un país con una población de casi 1300 millones de habitantes y actividades arraigadas, con antelación, como la agricultura y su creciente desarrollo industrial, podrían aumentarse los niveles de estrés hídrico en algunas provincias. La 0 da cuenta de la distribución de los niveles de estrés hídrico en este país.



Figura A1-3. Distribución de niveles de estrés hídrico en China
Fuente: c&en (2015)

Como se observa en la figura anterior, en este punto en particular, el consumo promedio de agua para los pozos perforados en la Provincia de Sichuan varió entre 18 000 y 43 000 m³. Vale la pena destacar que en China existe una gran variación espacial en la precipitación, siendo el sur del país el área con mayor densidad de drenajes. No obstante, los períodos de sequía han afectado, inclusive, a esta región del país, siendo más notorio hacia el centro y noroeste, en donde se localizan las cuencas de Ordos y Gaidam, ubicadas sobre la Meseta de Loess y el Desierto de Gobi. Esta situación limita, de gran manera, el desarrollo de proyectos de estimulación hidráulica en aquel lugar.

	Macroproceso:	Proceso:
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 105 de 92

Argentina

Según la U.S. EIA (2013), Argentina cuenta con reservas técnicamente recuperables de *shale gas* y *shale oil* de 802 tcf y 27 000 millones de barriles, lo que la posiciona en el tercer y cuarto lugar entre los países con mayor cantidad de estos recursos, respectivamente. En este país se reconocen cuatro cuencas sedimentarias con potencial de prospectividad que son: Paraná, Neuquén, San Jorge y Austral – Magallanes. Sin embargo, la más estudiada y con mayor potencial de producción es la cuenca de Neuquén, con un área de alrededor de 170 000 km², localizada en las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Mendoza. De esta cuenca se explotan los *shales* de las siguientes tres formaciones: Vaca Muerta, que se extiende 30 000 km² y se encuentra a profundidades de 2100 a 3000 m; Los Molles, segunda en importancia, con una superficie de 15 913 km² y una profundidad media de 3810 m, con potencial gasífero; y por último, la formación Agrio, que abarca un área de 1000 km², con potencial de producción de *shale oil* en profundidades de 6000 a 11 000 ft (de 1829 a 3353 m) y de 12 000 a 16 000 ft (de 3565 a 4877 m) en promedio. En las 0 y 0 se aprecian las cuencas argentinas con potencial de producción de *shale gas* y *shale oil* en 2013 y 2018, respectivamente.



Figura A1-4. Cuencas argentinas con potencial de producción de *shale gas* y *shale oil* (I)

Fuente: ARI (2013) en U. S. EIA (2013)

Macroproceso:	Proceso:	
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 106 de 92

De acuerdo con Esquivel (2015), el primer pozo no convencional se perforó en el año 2010 con una profundidad vertical de 3300 m y una extensión horizontal de 900 m, fue desarrollado en 10 etapas que, en conjunto, consumieron 30 000 m³ de agua. Por otro lado, entre los años 2012 y 2015 en la Provincia de Neuquén se perforaron 968 pozos, representando un 60 % de los pozos perforados en este período. El 80 % de éstos fueron perforados por la Empresa Argentina Estatal YPF y se concentraron en el área de concesión Loma Campana.

La Provincia de Neuquén dispone de los ríos Lima y Neuquén, que representan una de las cuencas hídricas más importantes del país. Son cursos de agua alóctonos, enteramente nacionales en su recorrido, a los que en su límite norte escurre el Río Colorado. Según Lauri (s.f.), la Provincia de Neuquén sólo utiliza el 5 % del agua anual disponible para el total del consumo de agua provincial, distribuido en servicios de agua potable para abastecimiento de poblaciones, desarrollos de irrigación agroproductivos, industriales y otros. La oferta neta de agua es de 2 millones de metros cúbicos, por lo que el 95 % remanente, continúa su curso fuera de la jurisdicción provincial. Para el fracturamiento hidráulico se consume el 0,067 % del total del caudal mínimo anual. Si se perforaran 500 pozos por año, con un consumo de 20 000 m³ cada uno, solamente se incorporaría el 1 %, y el 94 % continuaría su recorrido hacia la jurisdicción de la Provincia de Río Negro.

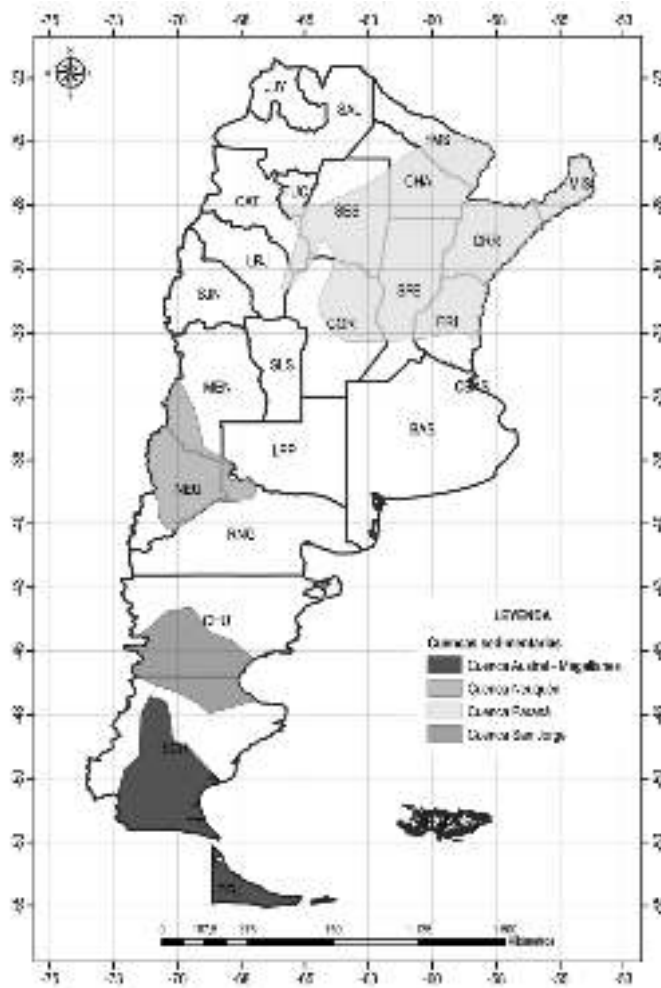


Figura A1-5. Cuencas argentinas con potencial de producción de *shale gas* y *shale oil* (II)
Fuente: Los Autores (2018)

	Macroproceso:	Proceso:
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 107 de 92

Estados Unidos

Este país fue el pionero en implementar la técnica del fracturamiento hidráulico a nivel mundial. De acuerdo con Gallegos, Varela, Haines & Engle (2015), en este país se han hecho cerca de 1,8 millones de tratamientos de fracturas y estimulaciones ácidas desde 1947 hasta 2010, al igual que se han fracturado hidráulicamente alrededor de un millón de pozos, con tasas de perforación promedio de 13 500 pozos por año entre 1947 a 1999 y de 20 000 pozos por año entre 2000 y 2014. Estas tasas podrían seguir aumentando, pero son influenciadas por los precios internacionales del crudo (GAO, 2012), siendo Texas, Oklahoma, Pennsylvania, Ohio y Nuevo México, los estados (en orden decreciente) con mayor cantidad de pozos estimulados hidráulicamente. Por otro lado, la U.S. EIA (2013) estima que este país cuenta con reservas técnicamente recuperables de *shale gas* y *shale oil* de 665 tcf y 58 000 millones de barriles, respectivamente, situación que posiciona a Estados Unidos en el cuarto y segundo lugar, correspondientemente, entre los países con mayor cantidad de estos recursos. En este país se reconoce los siguientes “*shale plays*” de crudo y gas, y las respectivas cuencas sedimentarias, tal como se observa en la siguiente figura:

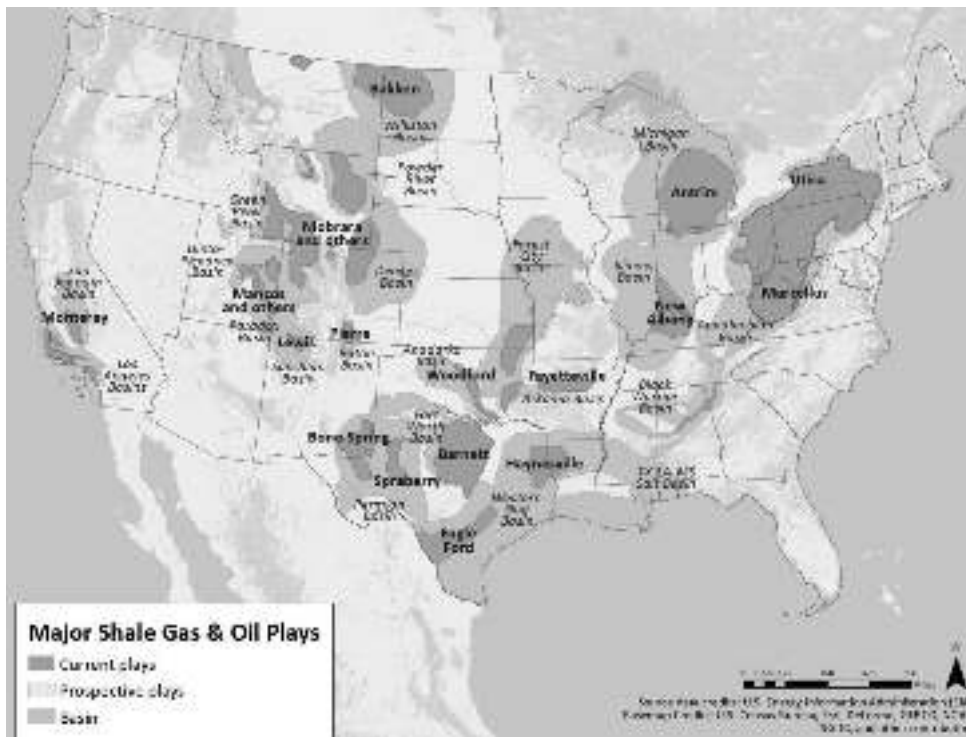


Figura A1-6. Localización de los principales *shale plays* de crudo y gas en los Estados Unidos
Fuente: U.S. EPA (2016)

Dentro de estas cuencas existen grandes “*shale plays*”, los más reconocidos son el Bakken (Dakota del Norte), Eagle Ford (Texas), Niobrara (Colorado), Monterey (California) y Woodford (Oklahoma). En términos de producción, entre estos cinco *shale plays* se genera el 99 % de los hidrocarburos líquidos no convencionales, con una participación del 67 %, 13 %, 12 %, 3 % y 2 %, respectivamente. Por otro lado, el país ha mostrado una tendencia creciente de producción a través de estimulación hidráulica desde el año 2000, fecha en la que ya se contaba con madurez tecnológica para iniciar este tipo de operaciones, la cual se ha venido refinando y promoviendo. Como evidencia de lo anterior, en términos de producción anual, en 2007 se producían

Macroproceso:	Proceso:	
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 108 de 92

37 millones de barriles de *shale oil* y 1,6 tcf de *shale gas*, cifras que para finales del año 2011 aumentaron a 217 millones de barriles y 7,2 tcf, lo cual representó un incremento de cinco y cuatro veces en tan solo 5 años, respectivamente. En la siguiente figura se detallan los porcentajes de participación en la demanda de crudo y gas provenientes de yacimientos no convencionales y pozos hidráulicamente fracturados, que para el año 2015 representaron el 53 % y el 67 % de la demanda total de crudo y gas, respectivamente en ese país.

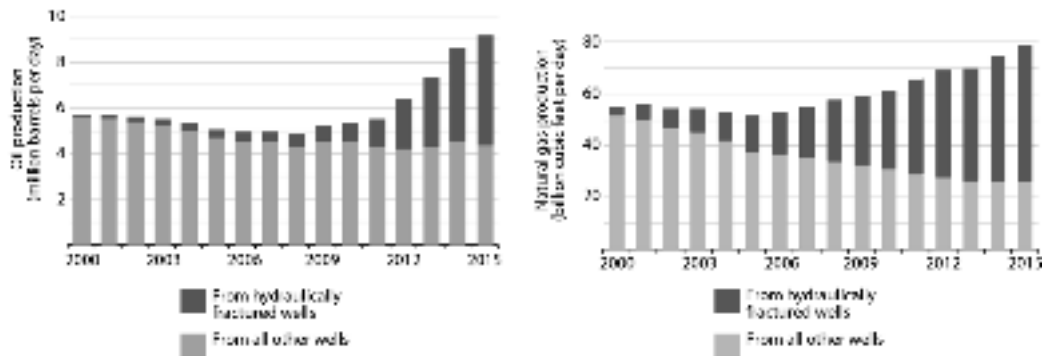


Figura A1-7. Producción de crudo (izq.) y gas (der) de pozos hidráulicamente fracturados en los EEUU entre 2000 y 2015

Fuente: U.S. EPA (2016)

La localización de los pozos hidráulicamente fracturados, entre los años 2000 y 2013, se muestra en la siguiente figura:

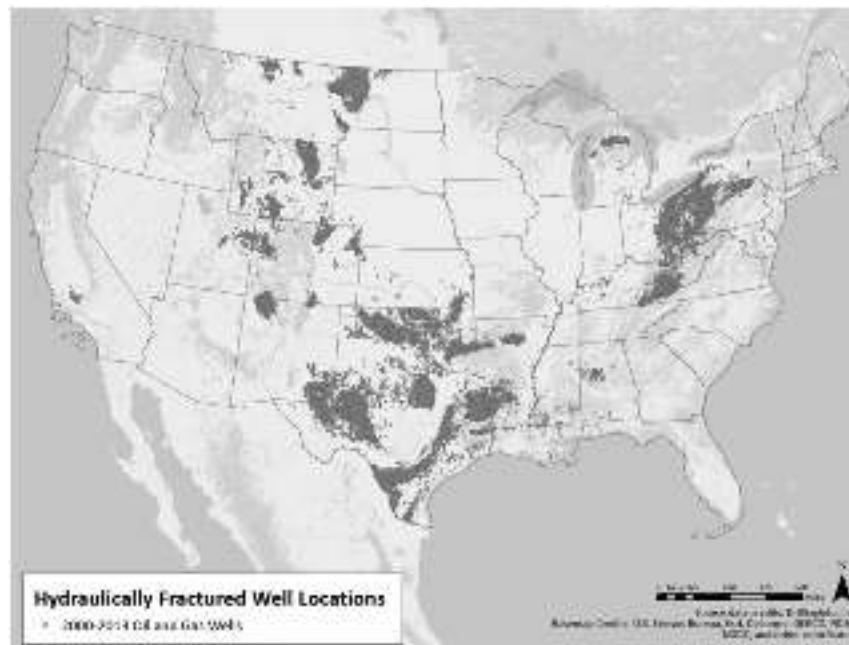


Figura A1-8. Localización de aproximadamente 275 000 pozos hidráulicamente fracturados en los Estados Unidos

Fuente: U.S. EPA (2016)

Macroproceso:	Proceso:	
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 109 de 92

En términos de consumo de agua, la cantidad utilizada para la estimulación hidráulica está influenciada directa o indirectamente tanto por los depósitos de petróleo o gas local o regional, como por la extensión, profundidad y espesor del yacimiento de los estratos que contienen petróleo o gas, también por el intervalo perforado del pozo y el número de etapas. La porosidad, la permeabilidad, la temperatura, la presión y otras propiedades intrínsecas afectan la saturación del agua, la geometría de la fractura y el diseño del fluido de tratamiento de fracturación hidráulica (Elbel & Britt, 2000). De acuerdo con Gallegos, Varela, Haines & Engle (2015), los volúmenes promedio de agua oscilaron entre 15 275 m³ y 19 425 m³ por pozo hidráulicamente fracturado. Sin embargo, para el año 2014, el 42 % de los pozos fueron verticales o direccionales, los cuales requirieron menos de 2600 m³ de agua por pozo. En las 0 y 0 y la 0 se pueden apreciar las distribuciones espaciales y los datos de estas estadísticas.

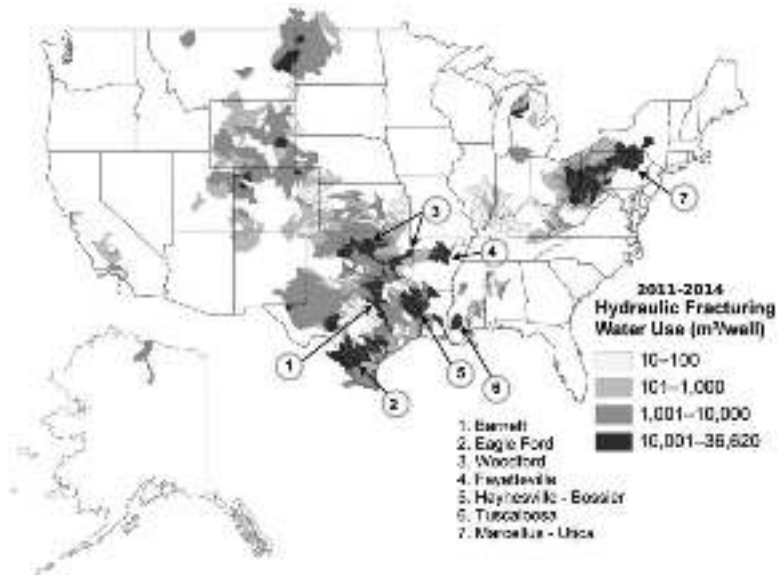
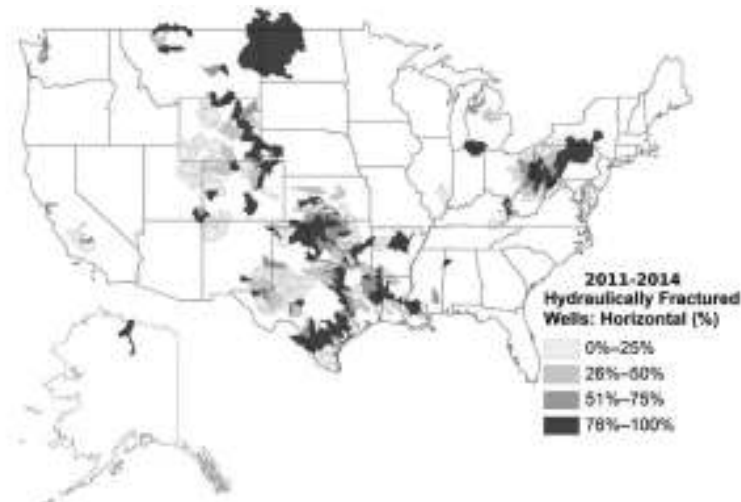


Figura A1-9. Consumo de agua por pozos hidráulicamente fracturados en Estados Unidos (2011 - 2014)

Fuente: Gallegos, Varela, Haines & Engle (2015)



	Macroproceso:	Proceso:
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2
		Página 110 de 92

Figura A1-10 Porcentaje de pozos horizontales hidráulicamente fracturados en Estados Unidos (2011 - 2014)

Fuente: Gallegos, Varela, Haines & Engle (2015)

Tabla A1-1 Consumo de agua y distancias superficie – shale y acuífero – shale para algunos shale plays en Estados Unidos

<i>Shale play</i>	Consumo de agua (m ³)		Distancias (m)		
	Perforación	Fracturamiento hidráulico	De la superficie al shale	De la superficie a la base de los acuíferos	Entre el shale y la base de los acuíferos
Barnett	946	17 413	1981 - 2591	366	1615 - 2225
Eagle Ford	473	18 927	305 - 2134	152	152 - 1981
Haynesville	2271	18 927	3200 - 4115	122	3078 - 3993
Marcellus	322	21 198	1219 - 2591	259	960 - 2332
Niobrara	1136	11 356	1829 - 3353	122	1707 - 3231

Fuente: Elaboración propia con base en GAO (2012)

Con relación al consumo de recursos hídricos, vale la pena resaltar que el desarrollo de esta actividad depende de la oferta local y regional de este tipo de recursos, la cual está condicionada por una gran cantidad de variables entre las que se destacan las siguientes: el estado de conservación de cuencas hidrográficas, las condiciones particulares de climatología, geomorfología, suelos, la presencia y potencial hidrogeológico de acuíferos. Según la U.S. EPA (2016), en la mayoría de municipalidades estudiadas, a nivel anual, los volúmenes de agua reportados para el fracturamiento hidráulico no superaron el 1 % del volumen estimado disponible de agua dulce. Sin embargo, hay notables excepciones: por ejemplo, en 17 condados de Texas los volúmenes de agua usada para este tipo de estimulaciones superaron la oferta neta de agua, en Louisiana, pozos de agua subterránea cercanos al shale de Haynesville dejaron de funcionar debido al exagerado descenso de sus niveles (LGWRC, 2012). Un estudio de caso detallado en el estado de Texas, elaborado por Scanlon & Nicot (2014), concluyó que hubo un descenso en los niveles de los acuíferos de 31 a 61 m en 6 % de una superficie en Texas, debido al incremento de actividades de estimulación hidráulica en el año 2009. La siguiente figura detalla los niveles de estrés hídrico de esta nación para el año 2013.



	Macroproceso:	Proceso:
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 111 de 92

Figura A1-11. Niveles de estrés hídrico en Estados Unidos

Fuente: WRI (2014)

Canadá

Según la U.S. EIA (2013), Canadá cuenta con reservas técnicamente recuperables de *shale gas* y *shale oil* de 573 tcf y 9000 millones de barriles, lo que la posicionan en el quinto y noveno lugar entre los países con mayor cantidad de estos recursos, respectivamente. Vale la pena resaltar que este país ha enfocado su explotación de yacimientos no convencionales en un gran porcentaje al *shale gas*, principalmente sobre la formación Motney (British Columbia) y, en menor medida, en la formación Duvernay (Alberta), labor que ha venido desarrollando este país desde el año 2005 (ver 0), en parte porque su consumo interno de gas es de menos de 3 tcf por año (CAPP, 2014). Con relación al potencial de explotación de *shale oil*, este se concentra principalmente hacia el sur de la Provincia de Saskatchewan y, en menor medida, en Manitoba en donde se extiende el *shale play* de Bakken desde Dakota del Norte (Estados Unidos). Sin embargo, en estas dos últimas provincias no se ha masificado la producción dado que ésta se da a partir de yacimientos convencionales.



Figura A1-12. Formaciones de *shale gas* en Canadá

Fuente: Rivard et al. (2014)

La primera producción de yacimientos no convencionales en Canadá provino del Play Montney (*tight gas* y *shale gas*) en 2005 y de la Cuenca del Río Horn (exclusivamente *shale gas*) en 2007, ambos ubicados en el noreste de British Columbia, en donde las actividades de perforación se han expandido rápidamente. Sin embargo, existe interés de la industria por *tight sands* en British Columbia, Alberta, New Brunswick y Quebec. Para finales de 2012, más de 1100 pozos fueron perforados para la exploración y producción de *shale gas*, *tight oil* y *tight sands*, principalmente en British Columbia, seguida de la Provincia de Alberta. Vale la pena hacer hincapié que en British Columbia, para el 2012, la producción de gas de yacimientos no convencionales suponía casi el 60 % de la producción total de gas de la Provincia. (Ver Figuras 0, 0 y 0)

Macroproceso:	Proceso:	
RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
Código	Versión: 3.2	Página 112 de 92

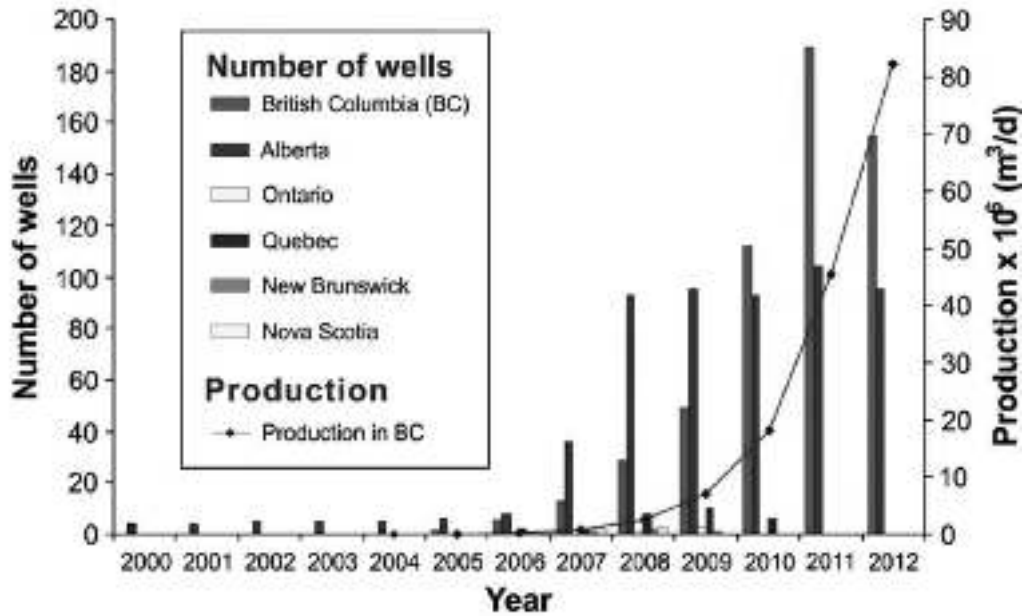


Figura A1-13. Pozos perforados y producción estimada de yacimientos no convencionales en Canadá
Fuente: Rivard et al. (2014)

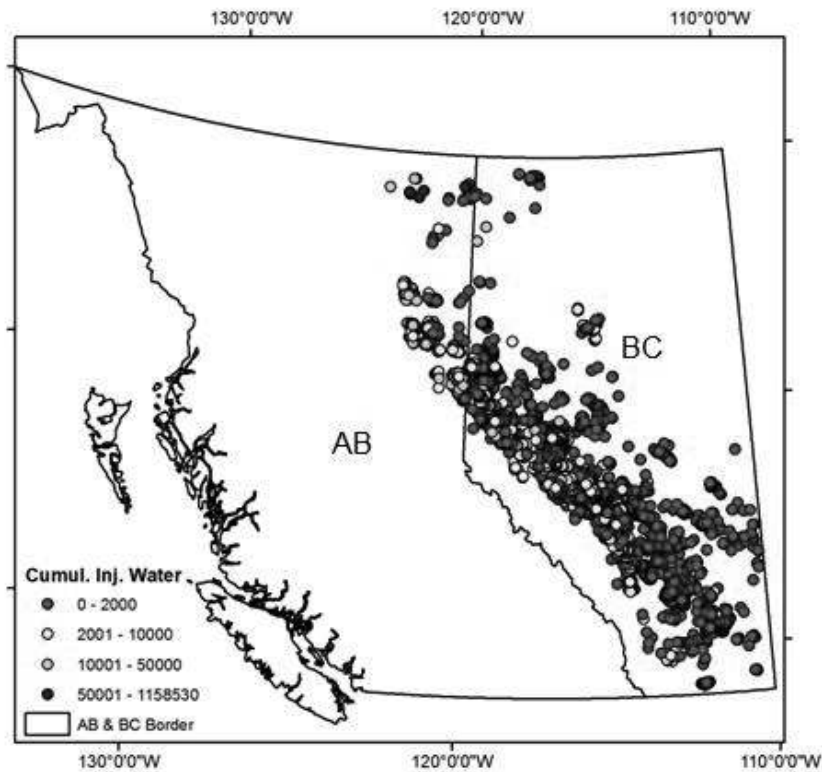


Figura A1-14. Localización de los pozos hidráulicamente fracturados en las provincias de Alberta (AB) y British Columbia (BC) entre Noviembre de 2011 y Marzo de 2014

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 113 de 92

Fuente: Goss et al. (2015)

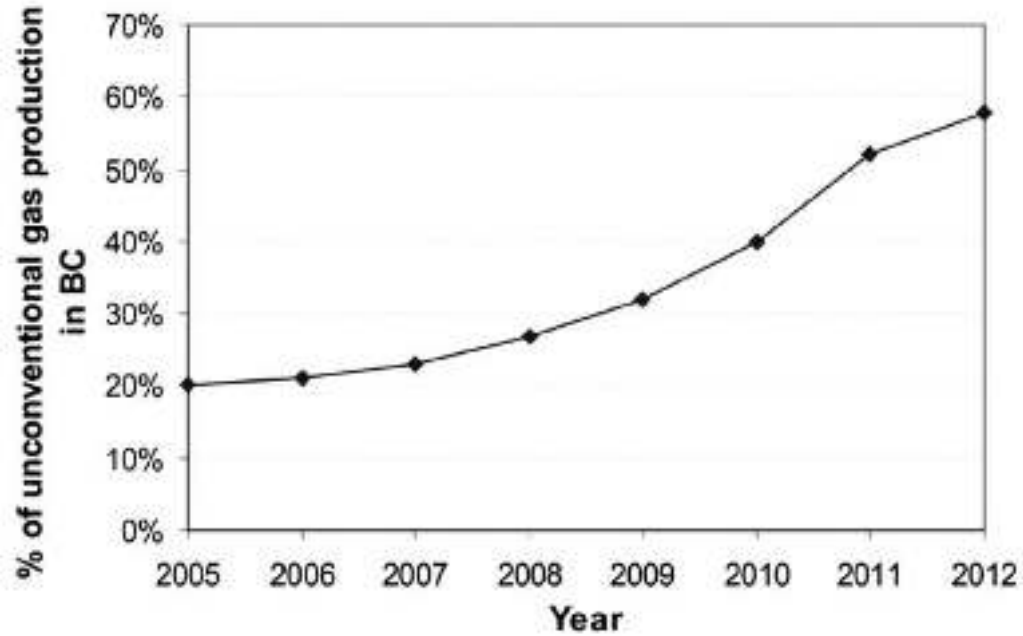



Figura A1-15. Proporción de producción de *shale gas* y de *tight sands* con respecto a la producción total de gas en la Provincia de British Columbia


Fuente: Goss et al. (2015)

	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2
		Página 114 de 92


ANEXO 2. RESUMEN DEL MARCO JURÍDICO NACIONAL RESPECTO A LA PROTECCIÓN DEL RECURSO HÍDRICO Y A LA REGULACIÓN TÉCNICA Y AMBIENTAL DE LA ACTIVIDAD DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2 Página 115 de 92


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
1	Resolución 181495 de 2009 (MME)	Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos	<p>ARTÍCULO 6 (DEFINICIONES). Un yacimiento no convencional es aquel donde la acumulación es predominantemente regional, extensa y la mayoría de veces independiente de trampas estratigráficas o estructurales. Poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petrofísicas. Su desarrollo requiere de alta tecnología, se les asocia muchas veces reservas y son capaces de producir por varias décadas. Los típicos yacimientos no convencionales incluyen las arenas apretadas de gas, carbonatos apretados, gas de capas de carbón, hidrocarburos de carbonatos y/o areniscas naturalmente fracturadas, arenas bituminosas, gas de lutitas.</p> <p>ARTÍCULO 15. Ningún pozo puede ser perforado a menos de las siguientes distancias y sin autorización del Ministerio de Minas y Energía: 100 metros entre la proyección vertical del fondo del pozo a superficie y del lindero del área contratada, a 100 metros de cualquier instalación industrial, a 50 metros de oleoductos y gasoductos, a 50 metros de talleres, calderas y otras instalaciones en uso, a 100 metros de las casas de habitación y a 50 metros de líneas de transmisión eléctrica para el servicio público.</p> <p>ARTÍCULO 21. No se podrá utilizar tubería de revestimiento en la perforación de pozos, salvo que el MME lo autorice previa inspección y certificación de prueba de integridad por una compañía especializada y autorizada para tal efecto.</p> <p>ARTÍCULO 22. Las tuberías de revestimiento y producción que se utilicen en perforación y terminación de pozos deben estar diseñadas para resistir esfuerzos de colapso, presiones y tensión interna según las condiciones esperadas.</p> <p>ARTÍCULO 23. En caso de atravesar un cuerpo de agua dulce durante la perforación de un pozo, la tubería de revestimiento de superficie debe instalarse y cementarse por lo menos 50 pies por debajo del límite inferior del acuífero.</p> <p>ARTÍCULO 51. Todo proyecto de disposición de agua producida debe estar previamente autorizado por el MME, diligenciando el Formulario 20 "Informe Mensual sobre Inyección de Agua y Producción (Recuperación Secundaria)". La capacidad de inyección dependerá de los resultados de la prueba de inyectividad, para lo cual será diligenciado previamente el Formulario 7 "Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial".</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>ARTÍCULO 52. Queda prohibida la quema, desperdicio o emisión de gas a la atmósfera, para ello se debe proveer las facilidades para su utilización, ya sea reinyección al yacimiento o reciclaje, almacenamiento subterráneo o en superficie o su comercialización. Se exceptúa el volumen de gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el MME.</p>
2	Resolución 180005 de 2010 (MME)	Por la cual se adopta el Reglamento para la gestión de los desechos radiactivos en Colombia	<p>CAPÍTULO II. DEFINICIONES <i>Desechos radiactivos:</i> A efectos legales y reglamentarios, desechos que contienen radionucleidos en concentraciones o con actividades mayores que los niveles de dispensa establecidos por la autoridad reguladora, o que están contaminados con ellos. <i>Dispensa:</i> Eliminación por la autoridad reguladora de todo control reglamentario ulterior respecto de materiales radiactivos o de objetos radiactivos utilizados en prácticas autorizadas. <i>Disposición final:</i> Colocación de desechos en una instalación apropiada sin intención de recuperarlos. La disposición final también puede comprender el vertido directo de efluentes al medio ambiente, dentro de los límites autorizados, con su posterior dispersión. <i>Tratamiento previo:</i> Una o todas las operaciones que se realizan con anterioridad al tratamiento de los desechos, como la recogida, la segregación, el ajuste químico y la descontaminación.</p> <p>CAPÍTULO III. CLASIFICACIÓN DE LOS DESECHOS RADIATIVOS Los desechos radiactivos se clasifican según la concentración de actividad y períodos de semidesintegración de los radionucleidos presentes, de conformidad con las opciones de gestión, basado en la seguridad a largo plazo. Las categorías existentes son: desechos exentos, desechos de muy corta vida, desechos de nivel muy bajo, desechos de nivel bajo, desechos de nivel intermedio y desechos de nivel alto; cada uno de estos con una opción de gestión particular.</p> <p>CAPÍTULO IV. RESPONSABILIDADES Las instituciones que contribuyen a garantizar la seguridad en la gestión de los desechos radiactivos en Colombia son: El MME (Grupo de Asuntos Nucleares de la Dirección de Energía), los titulares de autorización de entidades generadoras de desechos radiactivos y el operador de la instalación centralizada para la gestión de los desechos radiactivos. Cada uno con funciones particulares detalladas en la Norma.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>ARTÍCULO 17. Los contenedores para la recolección, almacenamiento y transporte de los desechos radiactivos deber ser adecuados a las características físicas, químicas, biológicas y radiológicas de los productos que contendrán y mantener su integridad, por lo que deben cumplir al menos las siguientes características:</p> <ol style="list-style-type: none"> Identificarse claramente; Cuando estén en uso, llevar el trébol indicador de radiación; Ser robustos y de fácil manipulación; Ser compatibles con los desechos que contengan; y Poder llenarse y vaciarse en condiciones de seguridad. <p>Debe registrarse la siguiente información por cada contenedor de desechos:</p> <ol style="list-style-type: none"> Número de identificación; Radionucleidos; Actividad (si se ha medido o estimado)/fecha de medición; Origen (sala, laboratorio, etc.); Riesgos potenciales/reales (de tipo químico, infeccioso, etc.); Tasa de dosis en la superficie/fecha de medición; Cantidad (peso o volumen); y Persona responsable.
			<p>ARTÍCULO 19. Las entidades generadoras y la instalación centralizada de gestión de desechos radiactivos deberán contar con los recursos técnicos y humanos que le permitan llevar a cabo la caracterización de los desechos en cuanto a: actividad, contenido de radionucleidos, forma física y química, y riesgos conexos.</p>
			<p>ARTÍCULO 25. El transporte de los desechos radiactivos durante todas las etapas de la gestión será responsabilidad del titular de la licencia y se realizará de conformidad con los requisitos establecidos en el Reglamento de Transporte Seguro de Material Radiactivo (Resolución 181682 de 2005) o en la norma que lo modifique, adicione o sustituya.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>APÉNDICE I: NIVELES DE DISPENSA. Se establecen los niveles de dispensa genéricos para desechos sólidos. Se presentan en detalle un total de 51 radionucleidos.</p> <p>ARTÍCULO 41. La opción de liberación incondicional de desechos radiactivos, como forma de gestión, es solo aplicable cuando: a. se confirme que la actividad emitida es inferior a los niveles de dispensa establecidos en el Apéndice I del Reglamento, b. la actividad de los desechos vertidos como efluentes líquidos o gaseosos se ajuste a los límites establecidos por la autoridad reguladora.</p> <p>ARTÍCULO 43. Las liberaciones al medio ambiente, como forma de gestión de los desechos, de materiales con valores de actividad superiores a los establecidos en los niveles de dispensa (Apéndice I) sólo podrán realizarse con una autorización expresa otorgada de por la autoridad reguladora. En tal caso se deberá solicitar una autorización de descarga condicional de materiales radiactivos.</p>
3	Ley 1523 de 2012 (Congreso de Colombia)	Por la cual se adopta la política nacional de gestión del riesgo de desastres y se establece el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres y se dictan otras disposiciones	<p>ARTÍCULO 42. Análisis específicos de riesgo y planes de contingencia: Todas las entidades públicas o privadas encargadas de la prestación de servicios públicos, que ejecuten obras civiles mayores o que desarrollen actividades industriales o de otro tipo que puedan significar riesgo de desastre para la sociedad, así como las que específicamente determine la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres, deberán realizar un análisis específico de riesgo que considere los posibles efectos de eventos naturales sobre la infraestructura expuesta y aquellos que se deriven de los daños de la misma en su área de influencia, así como los que se deriven de su operación. Con base en este análisis diseñará e implementarán las medidas de reducción del riesgo y planes de emergencia y contingencia que serán de su obligatorio cumplimiento.</p>
4	Resolución 180742 de 2012 (MME)	Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.	<p>ARTÍCULO 3. las operaciones reglamentadas por esta resolución deberán aplicársele los estándares y normas técnicas internacionales, especialmente las recomendadas por el AGA, API, ASTM, NFPA, NTC-ICONTEC y RETIE.</p> <p>ARTÍCULO 6. Los pozos en YNC se clasifican como exploratorios (perforados dentro del período de exploración) y de desarrollo (perforados en el período de explotación).</p> <p>ARTÍCULO 7. Toda información relacionada con formas, mapas, programas direccionales, entre otros, deben ser presentados en el sistema MAGNA SIRGAS.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>ARTÍCULO 8. En todos los pozos de yacimientos no convencionales deberán tomarse por lo menos los siguientes registros: Rayos Gamma, Densidad – Neutrón, Resistividad, Potencial Espontáneo y Temperatura.</p> <p>ARTÍCULO 13. Para la perforación de uno o varios arreglos de pozos, la compañía operadora podrá requerir permiso a través de una sola solicitud, presentando un programa general para la perforación. Finalizada la perforación del último pozo de cada programa general, debe enviarse al MME un Informe de terminación oficial que contendrá lo expuesto en el Artículo 14 de la presente Resolución.</p> <p>ARTÍCULO 15. Para la prueba de pozos, el contratista deberá remitir MME un programa de confirmación exploratoria que contenga los pozos a probar, el espaciamiento entre ellos y un mapa del área de interés superpuesto al de los polígonos municipales. Estas pruebas podrán durar como máximo dos años, prorrogables de acuerdo con los compromisos contractuales pactados.</p> <p>ARTÍCULO 16. Para dar inicio a la explotación de un yacimiento no convencional, el contratista deberá remitir al MME la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> (I). Declaración de comercialidad radicada ante la ANH; (II). Geología del área; (III). Análisis de los resultados de las pruebas; (IV). Diseño de las facilidades de producción; (V). Mapa definitivo del área comercial, superpuesto al de los polígonos municipales, indicando el porcentaje en acres para cada uno de ellos; (VI). Polígono con coordenadas este y norte, sistema Magna Sirgas; (VII). Análisis de riesgo operacional; y (VIII). Licencia global ambiental y copia de las autorizaciones o aprobaciones correspondientes, sin perjuicio de otros documentos o información que sean requeridos.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2 Página 120 de 92


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
5	Decreto 3004 de 2013 (MME)	Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales	<p>Artículo 1. Se entenderá por yacimiento no convencional a aquella formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos.</p> <p>Parágrafo. Los yacimientos no convencionales incluyen gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón (CBM), gas y petróleo de lutitas (<i>shale</i>), hidratos de metano y arenas bituminosas.</p>
6	Resolución 0421 de 2014. (MADS)	Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones. Anexo 3. Términos de Referencia y Requerimientos Complementarios para el Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental para la Actividad de Exploración de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales.	<p>CONSIDERACIONES GENERALES: Los requerimientos adicionales en el EIA y PMA para los proyectos que pretenden desarrollar una perforación exploratoria de hidrocarburos presentes en yacimientos no convencionales, exceptuará a arenas bituminosas e hidratos de metano.</p> <p style="text-align: center;">NUMERAL 4.1:</p> <p>Para la etapa de estimulación hidráulica se debe tener el nombre, descripción y profundidad de la formación geológica a ser estimulada, así como la descripción de las formaciones de aguas subterráneas, los sistemas de almacenamiento de fluido de estimulación hidráulica, fluido de retorno y/o agua producida, el tipo y volumen total estimado del fluido base, el tipo y cantidad estimada de propante y los componentes químicos que serán potencialmente utilizados en los fluidos de estimulación hidráulica, los cuales figurarán en los ICA'S presentados por el operador. De estas sustancias, el solicitante deberá mantener actualizada la información sobre riesgos para la salud, información ecotoxicológica (de existir) y concentraciones manejadas, así como la información existente sobre su biodegradabilidad, en una base de datos disponible al público de manera permanente.</p> <p>En el PMA que se presente en el EIA se debe incluir un análisis de riesgo general de contaminación de agua subterránea con sus respectivas medidas de manejo. Se podrá utilizar la Metodología para la Evaluación de la Vulnerabilidad Intrínseca de los Acuíferos publicada por el MADS. De acuerdo con el Decreto 1609 de 2002 (por el cual se reglamenta el manejo y transporte terrestre automotor de mercancías peligrosas por carretera), con relación al fluido de estimulación hidráulica se deberá presentar el método para transportar este fluido al sitio de exploración y las especificaciones técnicas del medio de transporte para la prevención de derrames, así como la capacidad aproximada de</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2 Página 121 de 92


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>almacenamiento requerido y sus especificaciones técnicas para la prevención y contención de derrames, además de una lista planeada y el volumen aproximado de los químicos que serán mantenidos en el sitio para la conformación del fluido de estimulación hidráulica.</p>
			<p>Con relación al agua producida (incluyendo el fluido de retorno) se deberá presentar la descripción de cómo el fluido de retorno será manejado, incluyendo la forma en que será almacenado, tratado, transportado y la descripción de cualquier infraestructura asociada.</p>
			<p>Sobre la estimulación hidráulica se deberán identificar los pozos de agua subterránea y las profundidades de los mismos, así como un análisis detallado de riesgo contaminación de acuíferos para cada pozo o arreglo de pozos.</p>
			NUMERAL 4.2.:
			<p>En cuanto a la planta de tratamiento de fluido de retorno o agua producida se deberá cumplir con los siguientes requerimientos:</p> <p>(I). Descripción planeada del proceso de pre-tratamiento/tratamiento que será utilizada para cumplir con los requerimientos de calidad de agua para la disposición seleccionada del fluido de retorno y/o agua producida.</p> <p>(II). La ubicación planeada del sistema de tratamiento (tratamiento en el sitio, unidad móvil de tratamiento, tratamiento centralizado) y si el sistema o sistemas serán de propiedad del solicitante.</p> <p>(III). Inventario de los potenciales químicos que serán mantenidos en el sitio para el sistema de tratamiento.</p> <p>(IV). Método de almacenamiento de los potenciales químicos que serán mantenidos en el sitio para el sistema de tratamiento.</p> <p>(V). Volumen aproximado de los potenciales químicos que serán mantenidos en el sitio para el proceso de tratamiento.</p> <p>(VI) Capacidad de tratamiento anticipado (volumen aproximado de fluido tratado por unidad de tiempo).</p> <p>(VII). Potencial capacidad de almacenamiento requerido y especificaciones técnicas del almacenamiento para la prevención de contingencias.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>(VIII). Generación anticipada de residuos del tratamiento (volumen aproximado y tipo), con la mejor información disponible previa a la exploración.</p>
			NUMERAL 5.1.2:
			<p>Se deberá realizar un monitoreo de línea base en las fuentes de agua subterránea disponibles e identificadas dentro del área solicitada, incluyendo, sin necesidad de limitarse a, los acuíferos con un contenido de sólidos disueltos totales de 4000 ppm o menos y los acuíferos aprovechables para consumo humano.</p>
			<p>Se debe elaborar un modelo hidrogeológico conceptual de zona, que describa como mínimo las características geológicas de la formación, asociadas al transporte de contaminantes (extensión horizontal -lateral- y vertical -espesor-), dirección del flujo horizontal y vertical; y la conductividad y el tipo de fuente de agua (se puede dar preferencia a los pozos de agua doméstica).</p>
			<p>Debe realizarse un muestreo representativo de puntos de aguas subterráneas en el área de influencia del componente hidrogeológico, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:</p> <p>(I). La cercanía al pozo o al pad de pozos;</p> <p>(II). El tipo de fuente de agua (dando preferencia a los pozos de agua doméstica);</p> <p>(III). La orientación de los puntos de muestreo (considerando la dirección de flujo del agua subterránea y la ubicación de muestras aguas arriba y aguas abajo);</p> <p>(IV). La confluencia de múltiples acuíferos, con el fin de tomar muestras de los más superficiales y de los acuíferos que tienen un contenido de sólidos disueltos totales de 4000 ppm o menos, asimismo de los acuíferos aprovechables para el consumo humano, como los defina el MADS; y</p> <p>(V). La condición de la fuente de agua (se podrán descartar fuentes de agua que se han determinado no operacionales, o que tienen imposibilidad de acceso por impedimentos físicos o de seguridad).</p>
			<p>El muestreo de los puntos de agua subterránea debe obedecer a una variabilidad espacial estadísticamente relevante, apoyada en variaciones estadísticas por parámetro de calidad, test no paramétrico u otro método sustentado. Esta información debe cartografiarse a escala 1:25 000 y para este tipo de yacimientos se tomarán los siguientes parámetros fisicoquímicos adicionales: BTEX, CH₄, As, Ra226, Th232, Hg, Ba, Mg, Mn, Fe, Sr, Zn y bacterias reductoras de SO₄.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			NUMERAL 5.3.4:
			Se deberá tomar una línea base del fondo radiactivo natural (background) en superficie, en las áreas de exploración, donde habrá presencia (almacenamiento, tratamiento o disposición) de fluido de retorno y almacenamiento de tubería ya utilizada. Si no se conocen los sitios específicos en el momento de la elaboración del EIA, esta información deberá presentarse en el PMA específico de cada pozo o arreglo de pozos.
			NUMERAL 6.1:
			Para la actividad de exploración de yacimientos no convencionales no se permite ningún tipo de vertimiento sin previo tratamiento, como tampoco vertimientos en cuerpos de agua, excepto para agua residual doméstica, la cual debe cumplir con los parámetros establecidos en el Decreto 3930 de 2010 o el que lo modifique, adicione o sustituya.
			NUMERAL 6.2:
			Para disposición final de aguas en suelos se debe cumplir con la siguiente normatividad:
			(I). El artículo 28 del Decreto 3930 de 2010;
			(II). Ubicación y descripción de aguas superficiales, acuíferos y otros cuerpos de agua cercanos al área propuesta de disposición y una descripción de la variación natural de los mismos con base en información existente o con los datos que recolecte el solicitante en campo; y
			(III). Presentar una descripción general aproximada de las aguas residuales, tanto antes como después del tratamiento que debe incluir:
			(a). Volumen proyectado y la tasa estimada de aguas residuales que pudiera ser aplicada a cada unidad de suelo presente en el área a licenciar;

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>(b). Ingeniería básica, memoria de cálculo, diagramas y una descripción aproximada de la operación y el sistema de tratamiento que tratará las aguas residuales antes de su eliminación y una descripción general del proceso que el sistema de tratamiento va a utilizar;</p> <p>(c). Un análisis de cómo el agua residual tratada tendrá un impacto en el área de vertimiento propuesta y los cuerpos de agua cercanos; y</p> <p>(d). Una descripción general de cualquier residuo sólido que el sistema de tratamiento de aguas residuales podría generar, así como el proceso que será utilizado para transportar y disponer los residuos sólidos.</p>
			NUMERAL 7.1:
			<p>Determinar la estrategia a ser implementada con el fin de mitigar los impactos asociados con el uso, transporte y almacenamiento de la(s) fuente(s) de agua, lo cual incluye: (I). Uso de agua residual o no potable o reutilización de agua para la actividad de estimulación hidráulica (en caso que sea posible); (II). Medidas de mitigación o alternativas de captación de agua para periodos de sequía; (III). Medidas de protección de área alrededor de la fuente de agua; (IV). Medidas de espaciamiento entre las fuentes de agua y los pozos o arreglo de pozos de exploración; (V). Medidas de protección de hábitats y fuentes de agua críticas para especies de flora y fauna, cuando aplique; (VI). Medidas y limitaciones de uso específicos del recurso, incluyendo requerimientos para periodos de bajo caudal para cuerpos de agua superficial, necesarios para mantener la vida acuática, los usos recreativos y otros usos (municipales, industriales, agrícolas); y (VI). Medidas utilizadas para registrar el flujo del caudal utilizado.</p> <p>Las medidas para el monitoreo relacionado con el uso del agua, que deberán ser reportadas en los ICA'S serán: (I): Volumen y tipo de agua utilizada para la perforación, (II). Volumen y tipo de agua utilizada para la estimulación hidráulica; y (III). Volumen de agua reutilizado en la estimulación hidráulica (en caso que aplique).</p>
			NUMERAL 7.2:
			<p>El PMA para las aguas superficiales deberá incluir un marco conceptual para la protección de aguas receptoras sensibles en el área de influencia del componente hidrológico, así como un programa de muestreo en puntos representativos estratégicamente ubicados y georeferenciados para hacer</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>seguimiento a la calidad del agua de las fuentes incluidas en el área de influencia del componente hidrológico. Estos sitios de muestreo deben coincidir con los puntos de muestreo de la línea base.</p>
			NUMERAL 7.3:
			<p>El monitoreo de las aguas subterráneas debe estar basado en el establecimiento de un Área de Revisión que debe coincidir con las fuentes monitoreadas en la línea base. También, debe contener la metodología de muestreo, los resultados analíticos, el protocolo de control de calidad y el análisis de hallazgos. La frecuencia de estos monitoreos podrá ser ajustada a discrecionalidad por parte de la ANLA.</p>
			NUMERAL 7.7:
			<p>Plantear un PMA y programa de monitoreo específico para la actividad de estimulación hidráulica en la cual se deberán establecer las siguientes medidas: sistemas de contención para almacenar aceite hidráulico, aditivos de fluido de estimulación hidráulica, fluido de retorno de la estimulación hidráulica y agua producida.</p>
			<p>Definir las áreas en las cuales los aditivos, químicos, aceites, fluidos o combustibles serán almacenados y/o preparados, los cuales deben tener una capacidad de contención suficiente para mantener hasta el 110 % del volumen del contenedor más grande almacenado en el área.</p>
			<p>Señalar los tanques de 10 barriles o más con un aviso que detalle información de contacto del solicitante, la capacidad de cada tanque y su contenido, y cualquier etiqueta de advertencia con relación a los peligros químicos o de incendio.</p>
			<p>Realizar el monitoreo frecuente y visual de los equipos en plataforma para identificar cualquier corrosión, deterioro, fuga de hidrocarburos/fluidos o en las características que podrían indicar una pérdida de la integridad de los equipos.</p>
			<p>Hacer el monitoreo frecuente y visual para confirmar la integridad de todos los tanques, contenedores, válvulas, mangueras y otras instalaciones que almacenen o transporten materiales de perforación, de estimulación hidráulica, fluidos de retorno, agua producida y/o combustibles.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>Reportar trimestralmente la composición del fluido de estimulación que fue utilizado para cada una de las etapas de estimulación, de modo que se justifique su representatividad en tiempo y composición. Así mismo, especificar el tipo fluido base, propante y aditivos químicos utilizados para cada una de las etapas de estimulación y el porcentaje por masa del fluido total de estimulación de cada uno de los aditivos químicos.</p> <p>Reportar trimestralmente: (I). La composición fisicoquímica del fluido de retorno posterior a cada etapa de estimulación; (II). El volumen de fluido de retorno generado en cada etapa de estimulación y total para cada pozo o arreglo de pozos; (III). Una tabla comparativa entre volumen de fluido de estimulación hidráulica inyectado y volumen de fluido de retorno generado para cada etapa de estimulación. Incluir cuánto porcentaje del fluido de estimulación inyectado retorna como fluido de retorno a la superficie; (IV). Una tabla comparativa con las diferencias de la composición fisicoquímica entre el fluido de estimulación hidráulica utilizado y el fluido de retorno generado que resalte especies químicas no presentes en el fluido de estimulación que pudieran ser naturalmente ocurrientes en el yacimiento y pudieran estar siendo arrastradas por el mismo, o reportar si hay presencia de NORM y, en dado caso, indicar los niveles detectados.</p> <p style="text-align: center;">NUMERAL 7.9:</p> <p>Para cualquier derrame o fuga que impacte o amenace aguas superficiales o subterráneas y para cualquier otro derrame o fuga de fluido de estimulación, fluido de retorno y/o agua producida que alcance el suelo, el solicitante notificará a la ANLA dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes del evento y enviará un reporte escrito a la ANLA, en el cual debe incluir el Plan Operativo, los Mecanismos de Reporte del Plan Nacional de Contingencia (PNC) Contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres, adoptado por el Decreto 321 de 1999; e indicar si el suelo y las aguas subterráneas o aguas superficiales fueron impactadas.</p> <p>Registrar los monitoreos de BTEX, CH₄, As, Ra226, Th232, Hg, Ba, Mg, Mn, Fe, Sr, Zn y bacterias reductoras de SO₄ en caso que se haya presentado una pérdida de fluido de estimulación hidráulica y/o de fluido de retorno o agua de producción.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2 Página 127 de 92


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>Si durante la perforación o estimulación hidráulica ocurre una pérdida de integridad del pozo o una potencial comunicación entre pozos con potencial de afectar acuíferos o aguas subterráneas, se deberá informar de manera inmediata a la ANLA por escrito, suspender de inmediato las operaciones, implementar acciones correctivas previas al reinicio de actividades y enviar un reporte escrito dentro de los diez 10 días calendario posteriores a la notificación, el cual deberá incluir lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> (I). Fecha, ubicación, nombre de las instalaciones; (II). Tipo de actividad que se estaba realizando (perforación, estimulación hidráulica, flujo del fluido de retorno, etc.); (III). Tipo de fluido que fue perdido durante la actividad; (IV). Volumen estimado perdido; (V). Posible o posibles formación (es) geológica(s) impactada(s); (VI). Acuíferos potencialmente impactados por la pérdida de integridad; (VII). Análisis de causa raíz del derrame; (VIII). Registros de los monitoreos de BTEX, CH₄, As, Ra226, Th232, Hg, Ba, Mg, Mn, Fe, Sr, Zn y bacterias reductoras de SO₄; y (IX). La respuesta de atención del derrame con los detalles de cualquier acción correctiva y de remediación realizada.
7	Acuerdo 03 de 2014 (ANH)	Por el cual se adiciona el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos no Convencionales, y se	<p>CONSIDERANDO. 6: La explotación de este tipo de yacimientos impone ejecutar múltiples perforaciones consecutivas y multidireccionales, así como métodos de estimulación hidráulica. Se trata de proyectos más intensivos y exigentes en términos de capital, tecnología y protección ambiental.</p> <p>Artículo 40.2: El período de exploración para yacimientos no convencionales de hidrocarburos será de un lapso de hasta 9 años, dividido en un máximo de tres fases, con duración estimada de 36 meses cada una.</p> <p>Artículo 40.4: para el caso de cada área asignada en producción, donde existan este tipo de yacimientos, el período de producción será de 30 años más eventuales prórrogas, contados desde la fecha en que la ANH reciba del contratista la declaración de comercialidad del campo respectivo.</p>

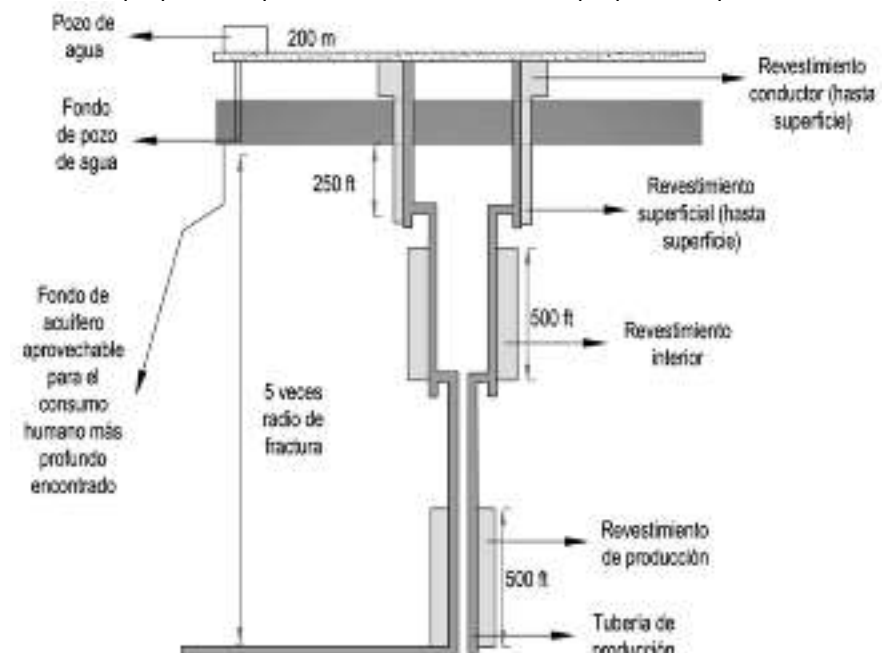
 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
		dictan otras disposiciones complementarias.	<p>Artículo 46: Los titulares y operadores de yacimientos no convencionales deben demostrar haber implantado y puesto en ejecución sistemas de gestión ambiental para el seguimiento y medición de las operaciones, y para el desarrollo de las actividades que puedan tener impacto en los recursos naturales y el ambiente.</p> <p>Artículo 54: Las actividades de exploración y producción de yacimientos no convencionales han de desarrollarse con sujeción a los requisitos en los términos fijados, las restricciones y en consonancia con las normas en materia de protección, conservación, sustitución o restauración del medioambiente y de los recursos naturales, adoptadas por las autoridades competentes para estos efectos. Cualquier porción del área que corresponda total o parcialmente a zonas reservadas, excluidas, protegidas o restringidas, delimitadas geográficamente por la autoridad competente, comporta para el contratista el compromiso irrevocable de respetar en su integridad las prohibiciones, condiciones y/o reglas a que estén sometidas o se sometan dichas zonas, superficies o extensiones, además de cumplir con las obligaciones y requisitos derivados de tal condición, con arreglo al régimen jurídico y al mismo contrato.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
8	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Exploración y Explotación de Hidrocarburos Provenientes de Yacimientos No Convencionales. Términos Particulares. (ANH, 2013)	En desarrollo del Acuerdo No. 3 de 26 de Marzo de 2014, se establecen los Términos Particulares para acometer la exploración y explotación de Hidrocarburos provenientes de Yacimientos No Convencionales	<p>Numeral 4 - Artículo 46. ACREDITACIÓN DE CAPACIDAD MEDIOAMBIENTAL. Mediante certificación ISO 14001 u otra equivalente, los operadores de Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos deben acreditar la gestión ambiental para el seguimiento y la medición de las operaciones, así como para el desarrollo de las actividades que puedan tener impacto en los recursos naturales y el ambiente.</p> <p>De no contar con certificaciones en la materia reseñada, dichos operadores deben presentar documento que contenga la política y el sistema de gestión ambiental corporativo efectivamente implantados y en ejecución, suscrito por el representante legal y el revisor fiscal, auditor externo o interno (Controller), o quien haga sus veces, sin perjuicio de asumir la obligación de obtener certificación en materia ambiental, dentro de los dos (2) primeros años de la ejecución del correspondiente contrato adicional.</p> <p>Para emprender actividades sujetas al otorgamiento de licencias, permisos, concesiones o autorizaciones ambientales, el contratista debe iniciar todas las actuaciones, trámites y diligencias requeridos para el efecto ante las autoridades competentes, a más tardar noventa (90) días calendario antes de la fecha programada en el respectivo Plan de Exploración, para dar comienzo a cualquier actividad sometida a dicho requisito. Siempre que alguna actividad requiera permisos, autorizaciones, concesiones o licencias ambientales, el contratista se abstendrá de realizarla hasta tanto obtenga los anteriores. Sin la aprobación de los estudios de impacto ambiental y la expedición de las licencias ambientales correspondientes, en su caso, o la satisfacción de cualquier otro requisito en esta materia, el contratista no podrá acometer la actividad de que se trate.</p>
9	Resolución 90341 de 2014 (MME)	Por el cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en	<p>CAPÍTULO I. OBJETO Y DEFINICIONES (ARTÍCULO 4o. DEFINICIONES Y SIGLAS). Se considera acuífero aprovechable para consumo humano a aquellos que tengan un contenido de sólidos disueltos totales de 4000 ppm o menos.</p> <p>ARTÍCULO 11. REQUERIMIENTOS DE CEMENTACIÓN PARA POZOS EXPLORATORIOS Y DE DESARROLLO.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
		yacimientos no convencionales	<p>Para los revestimientos conductor y superficial, intermedio y productor se debe: (I). Realizar una prueba de presión al revestimiento; (II). Si hay evidencia de cementación defectuosa, se debe avisar al MME, suspender la perforación, realizar acciones correctivas y enviar al MME un reporte de la cementación exitosa; (III). Hacer una prueba inicial de ruptura de la formación a 10 ft siguientes a la perforación del zapato de revestimiento superficial; y (IV). El cemento debe tener una resistencia compresiva de 300 psi para una prueba de 24 horas o de 800 psi para una prueba de 72 horas.</p>  <p>Se deben correr registros tipo CBL para verificar la calidad de la cementación en el revestimiento intermedio expuesto a una zona de crudo, gas o corrosiva, así como en el revestimiento productor.</p> <p style="text-align: center;">ARTÍCULO 15. REQUERIMIENTOS PARA POZOS INYECTORES DE FLUIDO DE RETORNO Y AGUA DE PRODUCCIÓN.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2 Página 131 de 92


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>La solicitud de permiso para perforar un pozo inyector debe ir acompañada de soportes que demuestren que la formación geológica objetivo cuenta con características geológicas que restrinjan la migración de fluidos hacia acuíferos aprovechables para consumo humano u otras formaciones. Para tal fin, se requiere:</p> <p>Una revisión de la geología que incluya la formación geológica propuesta para la inyección y la estimación de la extensión lateral, porosidad y permeabilidad de dicha formación; así como las fallas geológicas identificables a cualquier profundidad dentro de un volumen de un cilindro imaginario cuya altura sea tres (3) veces la profundidad final del pozo inyector y el radio del pozo sea tres (3) veces la profundidad del mismo, cuyo centro será el pozo inyector.</p> <p>Por otro lado, se debe suministrar la ubicación y profundidad de los pozos de agua subterránea localizados a un radio de 3,2 km en torno al pozo inyector que estén dedicados para el abastecimiento de consumo doméstico, agropecuario, irrigación u otros medios de subsistencia; a esta misma distancia deben suministrarse los pozos de hidrocarburos que estén produciendo, suspendidos o abandonados.</p> <p>Proveer un análisis de riesgo donde se identifique el riesgo de afectar acuíferos aprovechables para consumo humano o la posibilidad de migración de fluidos a otras formaciones diferentes a las sujetas a aprobación para reinyección, así como el potencial riesgo de causar sismicidad desencadenada por presencia de fallas geológicas activas en el área y cualquier referente histórico de sismicidad en la región. Específicamente se debe explicar cómo se escogió la formación para minimizar este riesgo y cómo se adaptará el proceso de inyección para minimizar el aumento de presión.</p> <p>Se debe hacer una prueba de integridad de los revestimientos a una presión igual a la presión máxima de inyección alcanzable o como mínimo a una presión de 300 psi durante 15 minutos con una caída presión inferior al 5 %.</p> <p>Antes de iniciar la inyección se debe verificar la integridad mecánica del pozo para asegurar que no haya fugas en el sistema, ni movimientos de fluidos a través de canales verticales adyacentes al revestimiento que puedan llegar a afectar acuíferos aprovechables para consumo humano. Para cumplir con esto, se podrán usar registros de temperatura, integridad del cemento, trazadores, entre otros. Estos resultados deben remitirse al MME.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>En cuanto a los límites de operación es preciso tener en cuenta lo siguiente: La presión de inyección en cabeza de pozo deberá calcularse de forma tal que se asegure que durante la inyección no se generen nuevas fracturas o se propaguen las existentes en las zonas adyacentes a los acuíferos aprovechables para consumo humano. Por otra parte, la presión de inyección en cabeza de pozo no deberá ser mayor al 90 % de la presión de fractura de la formación. En caso de que por las condiciones de operación, dicha presión llegase a alcanzar el equivalente al 95% de la presión de fractura, las operaciones deberán suspenderse hasta que se determine la causa del incremento y se realicen las acciones correctivas correspondientes.</p> <p>Con respecto al monitoreo, todos los pozos inyectoros deberán ser equipados con medidores de presión, calibrados según las buenas prácticas de la industria y las recomendaciones del fabricante, en cada uno de los anulares. Además, la integridad mecánica del sistema deberá ser valorada por el operador del pozo por lo menos una vez cada 3 años.</p>
			ARTÍCULO 16. SUSPENSIÓN DE ACTIVIDADES DE INYECCIÓN.
			<p>Cuando se presenten fallas durante las pruebas de integridad se debe realizar un cierre inmediato del pozo, suspender las de operaciones de inyección en dicho pozo hasta tanto se implementen las acciones correctivas correspondientes y notificar dentro de las siguientes 24 horas al MME o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Una vez las acciones correctivas hayan sido implementadas se podrán reanudar las operaciones de inyección en el pozo.</p>
			<p>En pozos inyectoros, si las presiones del anular igualan el 20 % del promedio de la presión de inyección el operador debe suspender las operaciones de inyección y notificar dentro de las siguientes 24 horas al MME o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.</p>
			ARTÍCULO 17. INSPECCIONES.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>Los operadores deben notificar al MME, con al menos 72 horas de antelación, sobre las siguientes actividades, con el fin de ser objeto de inspección en campo a discreción de las autoridades correspondientes.</p> <p>Para los pozos de exploración y producción, deben informar:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Inicio de la construcción del pozo, b) Corrida y cementación del revestimiento superficial, c) Pruebas a las preventoras durante la instalación inicial y durante las pruebas subsiguientes. d) Pruebas de integridad del revestimiento intermedio, e) Corrido y la cementación del revestimiento de producción, f) Pruebas de presión del anulo del revestimiento de producción; y g) Operaciones de estimulación hidráulica. <p>En el caso de los pozos inyectores, deben informar:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Inicio de la construcción del pozo, b) Corrida y cementación del revestimiento superficial, c) Durante las pruebas de integridad del revestimiento intermedio, d) Durante el corrido y la cementación del revestimiento de “producción”, e) Durante las pruebas de presión del anulo del revestimiento de producción; y f) Al Inicio de las pruebas de inyectividad.
10	Resolución 631 de 2015 (MADS)	Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas	<p>ARTÍCULO 11. <i>Parámetros fisicoquímicos a monitorear y sus valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales de aguas residuales no domésticas - ARnD a cuerpos de aguas superficiales de actividades asociadas con hidrocarburos (petróleo crudo, gas natural y derivados).</i> Parágrafo 2: Para la actividad de exploración y producción de Yacimientos no Convencionales de Hidrocarburos (YNCH), no se admite el vertimiento de las aguas de producción y de los fluidos de retorno a los cuerpos de aguas superficiales y al alcantarillado</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
		superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones.	público, hasta tanto este Ministerio cuente con la información técnica que le permita establecer los parámetros y sus valores límites máximos permisibles.
11	Resolución D-149 de 2017 (SGC)	Por la cual se determinan las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.	<p>ART. 1°—Objeto de la resolución. El objeto de la presente resolución es determinar las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.</p> <p>Los operadores deberán cumplir con las especificaciones técnicas previstas en el Anexo de esta resolución para el monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de yacimientos no convencionales al que se refieren los artículos 13 y 15 de la Resolución número 90341 del 27 de marzo de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, o las normas que los modifiquen.</p> <p>ART. 2°—Informe. De manera previa o concomitante al inicio de la transmisión de datos contemplada en el artículo 3° de la presente resolución y antes de empezar las operaciones de estimulación hidráulica y las actividades de inyección de fluido de retorno y agua de producción, el operador deberá presentar a la Dirección de Geoamenazas del SGC un informe suscrito por el Representante Legal que contenga como mínimo los siguientes elementos e información técnica:</p> <p>(1). Coordenadas geográficas en sistema de referencia WGS84 de la localización (latitud, longitud y altitud) de las estaciones (medidas con precisión de 4m o mejor), junto con el listado de los equipos instalados en cada punto y sus hojas de calibración de fábrica.</p> <p>(2). Coordenadas geográficas en sistema de referencia WGS84 de los pozos o arreglo de pozos junto con su profundidad vertical y estimada o medida (en caso de que el pozo ya esté perforado).</p> <p>(3). Mapa que contenga las coordenadas indicadas en los numerales (1) y (2), junto con la información a la que se refieren el numeral 6 del artículo 12 y el numeral 1 del artículo 15 de la Resolución número 90341 del 27 de marzo de 2014 del Ministerio de Minas y Energía.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>(4). Gráficas de densidad espectral de potencia probabilística para cada estación, como lo indica el numeral 4 del Anexo de esta resolución.</p> <p>(5). Interpretación de las principales fuentes de ruido y su evolución temporal, para cada estación, como lo indica el numeral 4 del Anexo de esta resolución.</p> <p>(6). Análisis de la determinación de la ubicación de las estaciones, con nivel de ruido óptimo en altas frecuencias, según numeral 4 del Anexo de esta resolución.</p> <p>(7). Datos de contacto del operador, dirección física a la cual se pueda hacer el envío de comunicaciones, así como una dirección de correo electrónico, con la indicación de que acepta la recepción de comunicaciones en la dirección física o electrónica.</p> <p>(8). Archivo con las capas de información geográfica en formato de <i>shapefile</i> (.shp) que contenga las coordenadas indicadas en los numerales (1) y (2), junto con la información a la que se refiere el numeral 6 del artículo 12 y el numeral 1 del artículo 15 de la Resolución número 90341 del 27 de marzo de 2014.</p> <p>(9). Series de tiempo en formato miniSEED de la señal sísmica continua propia de cada sitio, registrada durante mínimo siete (7) días, almacenadas en archivos de un (1) día de duración, según se indica en el Anexo y en cualquier caso la totalidad del tiempo en el que se haya efectuado el registro de la señal sísmica.</p> <p>(10). Archivos de respuesta por estación de los instrumentos que se instalaron, en formato dataless SEED, junto con las hojas de calibración de fábrica de cada uno de los equipos.</p> <p>(11). Formatos de “Búsqueda de Sitio” definidos por el Servicio Geológico Colombiano, diligenciados por estación.</p> <p>(12). Formatos de “Instalación y mantenimiento” definidos por el Servicio Geológico Colombiano, diligenciados por estación.</p> <p>Todos los equipos instalados en las estaciones, así como la distribución espacial de las mismas, deben estar acorde a las especificaciones del Anexo de esta resolución.</p> <p>ART. 4º—Calidad de señales en cualquier tiempo. En caso de que el espectro de ruido sísmico de las señales de las estaciones recibidas en el SGC no cumpla con el criterio de calidad establecido en el numeral 4 del Anexo de esta resolución, el operador deberá: (1). Hacer el diagnóstico y las correcciones pertinentes para garantizar el cumplimiento de la obligación prevista en este artículo.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>(2). Comunicar a la Dirección de Geoamenazas del Servicio Geológico Colombiano sobre las acciones correctivas implementadas. (3). Enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas.</p> <p>ART. 5°—Condiciones y procedimiento del monitoreo de sismicidad en cualquier tiempo. En caso de falla el operador deberá tomar las medidas correctivas necesarias para restablecer su funcionamiento, de acuerdo con las siguientes reglas: (1). Si existe un fallo en menos del 20 % de las estaciones, el operador deberá restablecer su funcionamiento en un período no superior a 48 horas. (2). Si existe un fallo del 20 % o más de las estaciones, el operador deberá restablecer su funcionamiento en un periodo no superior a 24 horas.</p> <p>En todo caso, el operador deberá garantizar el almacenamiento de la información generada mientras se toman las medidas correctivas, y deberá remitirla a la Dirección de Geoamenazas del SGC en formato miniSEED al restablecer el funcionamiento. En el evento en que se realice algún cambio en la instrumentación sismológica instalada, el operador deberá informar inmediatamente a la Dirección de Geoamenazas del SGC, adjuntando lo siguiente: (1). Los archivos de respuesta de las estaciones modificadas en formato dataless SEED. (2). Las hojas de calibración de fábrica de cada uno de los equipos. (3). Formatos de “Instalación y mantenimiento” correspondiente.</p> <p>ART. 6°—Informes de funcionamiento mes vencido. Una vez se encuentre funcionando la red de monitoreo, el operador deberá presentar a la Dirección de Geoamenazas del SGC informes del monitoreo mensual vencido, los primeros 5 días hábiles del mes siguiente, los cuales deberán contener las estadísticas de funcionamiento de las estaciones y los imprevistos.</p> <p>ART. 7°—Período de funcionamiento de la red de monitoreo al terminar las operaciones. El período de funcionamiento de la red de monitoreo, luego de terminadas las operaciones, deberá ser el doble del tiempo de duración de las operaciones. En ningún caso puede ser inferior a 2 meses ni superior a 1 año.</p> <p>ART. 8°—Informe a la autoridad fiscalizadora. El SGC informará al MME o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos, aquellas circunstancias que puedan constituir incumplimiento de la presente resolución.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2 Página 137 de 92


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
12	Resolución D-277 de 2017 (SGC)	Por la cual se modifica el artículo 3° de la Resolución número D-149 de 2017.	<p>ARTÍCULO 1. MODIFICACIÓN.</p> <p>Artículo 3°. Transmisión de Datos. La transmisión de datos de las estaciones sismológicas debe ser en tiempo real, sin interrupciones y con una latencia inferior a 30 segundos, para lo cual el Servicio Geológico Colombiano presenta las siguientes alternativas: (1). Transmisión vía satélite al HUB de la Red Sismológica Nacional del SGC en la sede Bogotá; dicha transmisión se puede realizar a través de uno o más nodos (Ver anexo de la resolución); (2). Transmisión vía satélite desde los equipos en campo a un operador de telecomunicaciones satelitales que cuente con un HUB en la ciudad de Bogotá, desde allí, enviar los datos recopilados de todos los equipos en campo el cual (3). Será el único punto de concentración de información hasta el SGC, a través de un canal dedicado de fibra óptica simétrico con un ancho de banda de 10 Megas o superior, de tal manera que el operador garantice el correcto funcionamiento. Los equipos a instalar en el SGC para el recibir el canal de Fibra deberán ser de máximo 2 unidades de rack, entre el conversor de medio y el router. El operador una vez finalizado el proyecto deberá realizar el retiro de la fibra óptica instalada.</p>
13	Decreto 2157 de 2017 (Departamento Administrativo de la Presidencia de la República)	Por medio del cual se adoptan directrices generales para la elaboración del plan de gestión del riesgo de desastres de las entidades públicas y privadas en el marco del artículo 42 de la Ley 1523 de 2012.	<p>Artículo 2.3.1.5.1.1.2.- Alcance. El Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) incluirá, entre otros aspectos, el análisis específico de riesgo que considere los posibles efectos de eventos de origen natural, socio-natural, tecnológico, biosanitario o humano no intencional, sobre la infraestructura expuesta y aquellos que se deriven de los daños de la misma en su área de influencia de posible afectación por la entidad, así como de su operación que puedan generar una alteración intensa, grave y extendida en las condiciones normales de funcionamiento de la sociedad. Con base en ello realizará el diseño e implementación de medidas para reducir las condiciones de riesgo actual y futuro, además de la formulación del plan de emergencia y contingencia, con el fin de proteger la población, mejorar la seguridad, el bienestar y sostenibilidad de las entidades.</p> <p>Artículo 2.3.1.5.1.2.1.- Ámbito de aplicación. El presente capítulo aplica a todas las entidades públicas y privadas, que desarrollen sus actividades en el territorio nacional, encargadas de la prestación de servicios públicos, que ejecuten obras civiles mayores o que desarrollen actividades industriales o de otro tipo que puedan significar riesgo de desastre debido a eventos físicos peligrosos de origen natural, socio-natural, tecnológico, biosanitario o humano no intencional.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2 Página 138 de 92


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>Artículo 2.3.1.5.2.1.- Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP). Es el instrumento mediante el cual las entidades públicas y privadas, objeto del presente capítulo, deberán: identificar, priorizar, formular, programar y hacer seguimiento a las acciones necesarias para conocer y reducir las condiciones de riesgo (actual y futuro) de sus instalaciones y de aquellas derivadas de su propia actividad u operación que pueden generar daños y pérdidas a su entorno, así como dar respuesta a los desastres que puedan presentarse, permitiendo además su articulación con los sistemas de gestión de la entidad, los ámbitos territoriales, sectoriales e institucionales de la gestión del riesgo de desastres y los demás instrumentos de planeación estipulados en la Ley 1523 de 2012 para la gestión del riesgo de desastres.</p> <p>Artículo 2.3.1.5.2.1.1.- Formulación del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP). El PGRDEPP desarrolla los procesos de la gestión del riesgo establecidos por la Ley 1523 de 2012 bajo los siguientes lineamientos, en articulación con lo pertinente a lo referido en los sistemas de gestión que maneje la entidad.</p> <p>(A continuación, el contenido se presenta de manera esquemática, para mayor detalle por favor ver el Decreto 2157 de 2017).</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. En el proceso de conocimiento del riesgo. <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Establecimiento del contexto. <ol style="list-style-type: none"> 1.1.1. Información general de la actividad. 1.1.2. Contexto externo. 1.1.3. Contexto interno. 1.1.4. Contexto del proceso de gestión del riesgo. 1.1.5. Criterios del riesgo. 1.2. Valoración del riesgo. <ol style="list-style-type: none"> 1.2.1. Identificación del riesgo. 1.2.2. Análisis del riesgo. 1.2.3. Evaluación del riesgo. 1.3. Monitoreo del riesgo. <ol style="list-style-type: none"> 1.3.1. Protocolos o procedimientos de cómo se llevará a cabo el monitoreo.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>1.3.2. Protocolos o procedimientos de notificación previos a una situación de emergencia de acuerdo con los umbrales de los parámetros e indicadores identificados.</p> <p>1.3.3. Selección de parámetros e indicadores objeto de monitoreo del riesgo.</p> <p>1.3.4. Diseño e instalación de la instrumentación (Si se requieren).</p> <p>1.3.5. Obtener información adicional para mejorar la valoración del riesgo.</p> <p>1.3.6. Analizar y aprender lecciones a partir de eventos ocurridos.</p> <p>1.3.7. Identificar riesgos futuros.</p> <p>2. En el proceso de reducción del riesgo.</p> <p>2.1. Intervención correctiva.</p> <p>2.1.1. Identificación de alternativas de intervención correctiva.</p> <p>2.1.2. Priorización de la medida de intervención.</p> <p>2.1.3. Diseño, especificaciones y desarrollo de las medidas de intervención seleccionadas.</p> <p>2.2. Intervención prospectiva.</p> <p>2.2.1. Conocer los condicionamientos de uso y ocupación definidos por el POT y por cualquier otro instrumento de planificación pertinente que aplique para los terrenos donde se va a implantar la nueva actividad con el fin de corroborar su compatibilidad con el instrumento de planificación pertinente y la de su área de influencia.</p> <p>2.2.2. Verificar las restricciones para el establecimiento de la actividad y la de su área de influencia directa e indirecta donde existan instituciones educativas, de bienestar, de seguridad, de gobierno, de salud, de protección ambiental, entre otras que por su fragilidad requieran protección.</p> <p>2.2.3. Identificar la reglamentación que condiciona, restringe y/o que prohíbe la ocupación permanente de áreas expuestas y propensas a eventos amenazantes definidas o adoptadas por los entes territoriales.</p> <p>2.2.4. Establecer las especificaciones técnicas necesarias para implementar la actividad.</p> <p>2.2.5. Incorporar estudios de pre factibilidad y diseños adecuados para la actividad a implementar y el entorno.</p> <p>2.2.6. Definir área de afectación del territorio en función de la actividad a implantar referenciando los daños y pérdidas que se podrían generar por su desarrollo.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>2.2.7. Definir las medidas de reducción del riesgo en función de los usos presentes y futuros en el área a implantar la actividad y en su área de influencia.</p> <p>2.2.8. Identificar, formular e implementar medidas y procedimientos de carácter técnico o administrativo específicos y propios de la entidad y sus procesos que reduzcan el riesgo de desastres antes de fijar un cambio en los procesos. (Aplica para actividades existentes)</p> <p>2.3. Protección financiera.</p> <p>3. En el proceso de manejo del desastre.</p> <p>3.1. El Plan de Emergencias y Contingencia-PEC.</p> <p>3.1.1. Componente de preparación para la respuesta a emergencias.</p> <p>3.1.2. Componente de ejecución para la respuesta a emergencias.</p>
			<p>Artículo 2.3.1.5.2.1.2.- Plan de inversiones. La aplicación del PGRDEPP, adicional al desarrollo de los procesos de gestión del riesgo de desastres estipulados anteriormente (conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo de los desastres), deberá incluir una programación que conciba la ejecución de las acciones de intervención a desarrollar en cada uno de estos procesos de gestión, en función de plazos contemplados para la misma (corto, mediano y largo plazo), las áreas responsables de su coordinación, gestión y ejecución, presupuesto, y programación financiera que permitan garantizar su inclusión en los instrumentos de planeación financiera, presupuestal, y del desarrollo de las entidades públicas y privadas en función de sus capacidades de implementación y gestión.</p>
			<p>Artículo 2.3.1.5.2.6.1.- Control del plan. En el marco de los artículos 2 y 44 de la Ley 1523 de 2012, los órganos de control de Estado ejercerán procesos de monitoreo, evaluación y control y, la sociedad, a través de los mecanismos de veeduría ciudadana, a los planes de gestión del riesgo de las entidades públicas y privadas.</p>
			<p>Artículo 2.3.1.5.2.8.1.- Revisión y ajuste del Plan. Con base a los resultados del monitoreo y seguimiento del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – PGRDEPP, éste debe ser revisado y ajustado anualmente, y/o cuando el sector o la entidad lo</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>considere necesario y/o cuando los resultados los ejercicios propios de modelación evidencien la necesidad de acciones de mejoramiento del Plan. En cualquier caso, se debe mantener la implementación de los procesos de gestión establecidos en la Ley 1523 de 2012: Conocimiento del riesgo, Reducción del riesgo y Manejo de Desastres.</p> <p>Artículo 2.3.1.5.2.9.1- Temporalidad del Plan. El tiempo de vigencia del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP), estará determinada por las actualizaciones y ajustes se realicen de conformidad con lo establecido en el artículo 2.3.1.5.2.8.1 del presente capítulo.</p> <p>Artículo 2.3.1.5.3.2.- Vigencia y derogatorias. El presente decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias.</p>
14	Decreto 50 de 2018 (MADS)	Por el cual se modifica parcialmente el Decreto 1076 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible en relación con los Consejos Ambientales Regionales de las Macrocuenas (CARMAC), el Ordenamiento del Recurso Hídrico y Vertimientos y se dictan otras disposiciones"	<p>ARTÍCULO 5. Se adicionan los numerales 11, 12 Y 13 al artículo 2.2.3.3.4.3. del Decreto 1076 de 2015, así:</p> <p>ARTÍCULO 2.2.3.3.4.3. Prohibiciones. No se admite vertimientos: (...) <ol style="list-style-type: none"> 11. Al suelo que contengan contaminantes orgánicos persistentes de los que trata el Convenio de Estocolmo sobre Contaminantes Orgánicos Persistentes. 12. Al suelo, en zonas de extrema a alta vulnerabilidad a la contaminación de acuíferos, determinada a partir de la información disponible y con el uso de metodologías referenciadas. 13. Al suelo, en zonas de recarga alta de acuíferos que hayan sido identificadas por la autoridad ambiental competente con base en la metodología que para el efecto expida el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. </p> <p>ARTÍCULO 6. Se modifica el artículo 2.2.3.3.4.9. del Decreto 1076 de 2015, el cual quedará así:</p> <p>"ARTÍCULO 2.2.3.3.4.9 Del vertimiento al suelo. El interesado en obtener un permiso de vertimiento al suelo, deberá presentar ante la autoridad ambiental competente, una solicitud por escrito que contenga además de la información prevista en el artículo 2.2.3.3.5.2., la siguiente información:</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>Para el vertimiento al suelo de aguas residuales no domésticas tratadas se debe realizar:</p> <p>(1). Una línea base del suelo, que establece la caracterización fisicoquímica y biológica del suelo, relacionada con el área de disposición del vertimiento. La autoridad ambiental competente dependiendo del origen del vertimiento, definirá características adicionales a las establecidas en la norma.</p> <p>(2). Una línea base del agua subterránea, que determina la dirección de flujo mediante monitoreo del nivel del agua subterránea en pozos o aljibes existentes o en piezómetros construidos para dicho propósito, previa nivelación topográfica de los mismos. Además, conlleva una caracterización fisicoquímica y microbiológica del agua subterránea con puntos de muestreo aguas arriba y aguas abajo del sitio de disposición, en el sentido del flujo y en un mínimo de tres puntos. Dicha caracterización debe realizarse de acuerdo con los criterios que establece el Protocolo del agua del IDEAM. La autoridad ambiental competente puede definir parámetros de monitoreo adicionales a los establecidos en la norma.</p> <p>(3). Un sistema de disposición de los vertimientos, que corresponde al diseño y manual de operación y mantenimiento del sistema de disposición de aguas residuales tratadas al suelo, incluyendo el mecanismo de descarga y sus elementos estructurantes que permiten el vertimiento al suelo. Debe incluir la documentación de soporte para el análisis.</p> <p>(4). Área de disposición del vertimiento, que consiste en la identificación del área donde se realizará la disposición en plano topográfico con coordenadas magna sirgas, indicando como mínimo: dimensión requerida, los usos de los suelos en las áreas colindantes y el uso actual y potencial del suelo donde se realizará el vertimiento del agua residual tratada. La información debe presentarse conforme a las consideraciones establecidas en la norma.</p> <p>(5). Un plan de monitoreo estructurado para la caracterización del efluente, del suelo y del agua subterránea, acorde a la caracterización fisicoquímica del vertimiento a realizar, incluyendo grasas y aceites a menos que se demuestre que las grasas y aceites no se encuentran presentes en sus aguas residuales tratadas.</p> <p>(6). Un plan de cierre y abandono del área de disposición del vertimiento. Plan que deberá definir el uso que se le dará al área que se utilizó como disposición del vertimiento. Para tal fin, las actividades contempladas en el plan de cierre, deben garantizar que las condiciones físicas, químicas y biológicas</p>


 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>del suelo permiten el uso potencial definido en los instrumentos de ordenamiento territorial vigentes y sin perjuicio de la afectación sobre la salud pública.</p> <p>Parágrafo 3. <i>Para la actividad de exploración y producción de yacimientos no convencionales de hidrocarburos YNCH, no se admite el vertimiento al suelo del agua de producción y el fluido de retorno.</i></p> <p>ARTÍCULO 7. Se modifica el artículo 2.2.3.3.4.14. del Decreto 1076 de 2015, el cual quedará así:</p> <p>Artículo 2.2.3.3.4.14. Plan de Contingencia para el Manejo de Derrames Hidrocarburos o Sustancias Nocivas. Los usuarios que exploren, exploten, manufacturen, refinan, transformen, procesen, transporten o almacenen hidrocarburos o sustancias nocivas para la salud y para los recursos hidrobiológicos, deberán estar provistos de un plan de contingencia para el manejo de derrames.</p> <p>Parágrafo 1: Los usuarios de actividades sujetas a licenciamiento ambiental o Plan de Manejo Ambiental, deberán presentar dentro del Estudio de Impacto Ambiental el Plan de contingencias para el manejo de derrames de acuerdo con los términos de referencia expedidos para el proceso de licenciamiento por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.</p> <p>Parágrafo 2: Los usuarios que transportan hidrocarburos y derivados, así como sustancias nocivas, no sujetas a licenciamiento ambiental, deberán estar provistos de un Plan de contingencias para el manejo de derrames, el cual deberá formularse de acuerdo con los términos de referencia específicos que adopte el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.</p> <p>El Plan de contingencia del presente artículo, deberá ser entregado a las autoridades ambientales en donde se realicen las actividades no sujetas a licenciamiento ambiental, con al menos 30 días calendario de anticipación al inicio de actividades, con el fin de que éstas lo conozcan y realicen el seguimiento respectivo a la atención, ejecución e implementación de las medidas determinadas por los usuarios en dichos planes. Las empresas que estén operando deberán entregar el Plan de</p>


 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

No.	Norma	Descripción	Aspectos relevantes
			<p>Contingencia a las autoridades ambientales correspondientes, dentro de los 30 días calendario contados a partir de la expedición de la presente.</p> <p>Las autoridades ambientales en donde se presente dicho Plan de contingencia, podrán solicitar ajustes adicionales teniendo en cuenta los términos de referencia que expida el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para la atención de la contingencia en las zonas de su jurisdicción, mediante acto administrativo debidamente motivado.</p> <p>Parágrafo 3: Los Planes de Contingencia para el Manejo de Derrames Hidrocarburos o Sustancias Nocivas que hayan sido aprobados antes de la entrada en vigencia del presente Decreto, continuaran vigentes hasta su culminación. Los trámites administrativos en curso en los cuales se haya solicitado la aprobación del Plan de Contingencia para el Manejo de Derrames Hidrocarburos o Sustancias Nocivas, con anterioridad a la entrada en vigencia del presente decreto, continuaran su trámite hasta su culminación. No obstante lo anterior, los interesados podrán desistir en cualquier tiempo bajo las reglas establecidas en el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.</p>

Fuente: Los Autores (2018)

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 145 de 202

**ANEXO 3. ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A
 PARTIR DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA**

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

PREÁMBULO

De acuerdo con la información del Mapa de Tierras más reciente de la ANH (febrero de 2017), bajo la clasificación de áreas de yacimientos no convencionales se tienen un total de 48 unidades distribuidas de la siguiente manera: 35 áreas disponibles, 11 áreas en exploración, 1 área en producción y 1 área reservada por el Estado. Sin embargo, frente a estos números es necesario realizar las siguientes precisiones, basados en comunicaciones formales de la ANLA, ANH, CGR y Ecopetrol de mayo de 2018: El Bloque La Loma (La Loma), que según archivo *shapefile* se clasifica como de área en producción, para la ANLA inicialmente fue de tipo convencional, pero debe cambiar su licencia ambiental, muy probablemente a etapa exploratoria de YNC. De las 11 áreas en exploración, 4 se encuentran en trámite de renuncia (VMM-29, VMM-16, COR-62 y CAT-3), 1 adicional (VMM-5) está en trámite de conversión de yacimiento no convencional a convencional y 6 se clasifican como áreas en exploración (CR2, CR3, CR4, La Loma, VMM9 y VMM3). El detalle de esta información se muestra en los próximos numerales.

1. BLOQUES O CONTRATOS EN PROCESO DE RENUNCIA

Teniendo en cuenta la comunicación formal de Ecopetrol con fecha 29 de mayo de 2018, en respuesta a la solicitud de requerimiento de información de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales YHNC – 2018EE0057750 por parte de la CGR, Ecopetrol manifiesta la renuncia de 4 Bloques (VMM-29, COR-62, CAT3 y VMM-16) así:


(I). *VMM-29* y (II). *COR-62*: Luego de haber realizado los estudios de geología, geofísica, geoquímica, petrofísica, geomecánica y de reprocesamiento sísmico, además de analizar los aspectos ambientales y sociales, Ecopetrol encontró que el acceso desde la superficie a las zonas con potencial hidrocarburífero desarrollable se reducía de manera significativa, razón por la cual ejerció su derecho a renunciar, tal y como se establece en los contratos y acuerdos proferidos por la ANH.

(III). *CAT3*: Mediante comunicaciones N° 2-2016-063-3190 y N° 2-2016-063-47103 del 18 de marzo y el 27 de abril de 2016, respectivamente, Ecopetrol ejerció su derecho de renuncia al Contrato E&P CAT-3, en aplicación de lo establecido en el numeral 4.1.1 de la Cláusula 4 "Derecho de Renuncia en el Periodo de Exploración" debido a una prospectividad baja en el Bloque, una disminución de los recursos prospectivos, un alto riesgo de incertidumbre, una adquisición sísmica sumamente costosa, altos costos de perforación, posibles restricciones ambientales y férrea oposición de la comunidad en el área de influencia del Bloque.

(IV). *VMM-16*: Luego de haber realizado la cartografía geológica de superficie y los estudios de prospectividad, y no haber encontrado la secuencia del cretácico con potencial de *shale oil* y *shale gas*, además de tener volúmenes limitados de yacimientos convencionales, Ecopetrol ejerció su derecho de renuncia al Contrato E&P VMM-16 mediante comunicación N° R-401-2016-082694 Id: 153527 del 20 de diciembre de 2016.

2. BLOQUE O CONTRATOS EN PROCESO DE CONVERSIÓN DE LICENCIA AMBIENTAL DE EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES A CONVENCIONALES

Es importante resaltar que Ecopetrol, mediante contrato suscrito con la ANH en 2012 del Bloque de YNC VMM-5, luego de hacer estudios de cartografía geológica de superficie y de confirmar muy baja prospectividad para yacimientos no convencionales, así como de no tener respuesta por parte de la ANLA con respecto a la solicitud de sustracción de una reserva forestal amparada por la Ley 2 de 1959, hecha desde el 27 de diciembre

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 147 de 202

de 2016 hasta el 25 de abril de 2018 (día en que se oficializó la comunicación formal escrita de Max Torres, Vicepresidente de Exploración de Ecopetrol a la ANH, donde notifica a esta última sobre el adelanto de los avances de la Fase I del contrato de exploración y producción VMM-5), procedió a evaluar la prospectividad convencional del Bloque amparado por el parágrafo 4 de la cláusula primera del contrato suscrito. Esta evaluación a 29 de mayo de 2018 aún no ha finalizado, según lo expresado por María Albán, vicepresidente ejecutivo de cumplimiento de Ecopetrol y en respuesta del requerimiento YHNC – 2018EE0057750 de la CGR, y según Radicado 20184010115861 Id 274322 de la ANH a Ecopetrol, el plazo para entregar los resultados de la prospección convencional por parte de este último finalizan en julio de 2018, donde además se le reitera la necesidad de realizar 564,5 km de sísmica 2D y la perforación de pozos estratigráficos.

3. BLOQUE O CONTRATO EN PROCESO DE CONVERSIÓN DE LICENCIA AMBIENTAL DE YACIMIENTOS CONVENCIONALES A NO CONVENCIONALES

En respuesta formal a requerimiento de la CGR, ANLA (2018) afirma que el Área de Perforación Exploratoria VMM-37 tiene en trámite una solicitud de modificación de licencia ambiental para exploración en yacimientos no convencionales a la inicialmente otorgada mediante Resolución 1343 del 30 de diciembre de 2013 y que estaba orientado a la exploración de yacimientos convencionales.

En virtud de lo anterior y en cumplimiento a los requisitos para la modificación de licencia ambiental que se establece en el Decreto 1076 de 2015, la sociedad EXXON MOBIL EXPLORATION COLOMBIA LIMITED entregó el complemento del Estudio de Impacto Ambiental acorde con los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos identificados con el código No. M-M-INA-01 y el anexo 3, donde se precisa que se encuentra en curso el trámite a cargo de la ANLA sobre la evaluación del estudio ambiental complemento del estudio de impacto ambiental, presentado para el trámite de modificación, que hace referencia a las actividades propuestas objeto de modificación de la licencia ambiental, de conformidad con el procedimiento establecido en el Decreto 1076 de 201. Finalmente, se menciona que el trámite de evaluación ambiental se encuentra al 1 de junio de 2018 en estado suspendido, para la celebración de la audiencia pública ambiental.

4. BLOQUE O CONTRATO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (CBM) RESERVADO POR EL ESTADO

Bajo esta categoría se encuentra el Bloque denominado *Amagá CBM*, con potencial de depósitos de gas asociados a mantos de carbón (CBM), en este Bloque se ha realizado diversos estudios en los que se asegura que a mayores profundidades y mayores rangos del carbón, los contenidos de gas pueden ascender a rangos de 500 a 700 ft³/ton, lo cual va a depender, en mayor medida, de la historia de enterramiento y la evaluación tectónica de cada área. En aquellos lugares donde las profundidades y la historia de enterramiento son positivas para la producción de CBM, el volumen total y el espesor promedio de los mantos de cada cuenca se convierten en los factores predominantes. Para la ANH, el mayor potencial de producción dentro de este Bloque se encuentra hacia el costado norte, específicamente hacia el costado noroccidental del Municipio de Venecia. Allí se han perforado 7 pozos que se detallan a continuación:


 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

Tabla 15. Estadísticas de los pozos perforados en el Bloque Amagá

Pozo	Profundidad (m)	Producción (ft ³ /ton)	Bloque	Recursos			
				Percentiles			
				P5%	P50%	Pmean%	P95%
				Unidades (MMCF)			
Rincón Santo - 1	467,5	12	Bloque 1	84,9	282,25	334,81	778,47
Venecia	278	44					
Torreblanca - 1	340	80	Bloque 2	108,1	414,3	471,98	1022,65
La Loma - 1	247,5	65	Bloque 3	110,21	426,56	533,85	1348,41
El Cinco - 1A	529	-	-	-	-	-	-
El Cinco - 1B	327	-	-	-	-	-	-
Damasco - 1	85,4	-	-	-	-	-	-
TOTAL				303,21	1123,11	1340,64	3149,73

Fuente. Los Autores, con base en información ANH (2011)


Si bien el Bloque Amagá es el único que aparece reservado por parte del Estado para la prospección y producción de CBM, en el país también se han realizado esfuerzos de prospección de este tipo de yacimiento no convencional a través del *Estudio de Caracterización Geológica y Geoquímica de las doce (12) zonas carboníferas de Colombia con base en información existente y con adquisición de nuevos datos geoquímicos de los carbones colombianos, para el diseño de las áreas de exploración del CBM en Colombia*, con fecha de culminación en 2014, por lo que no se descarta en el futuro cercano la oferta de Bloques de CBM en una nueva Ronda de Ofertas de la ANH o de la actualización de su mapa de tierras.

5. BLOQUES O CONTRATOS CLASIFICADOS COMO ÁREAS EN EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES POR PARTE DE LA ANH

Tomando como referencia el Mapa de Tierras de la ANH de Febrero de 2017, bajo esta figura se encuentran un total de seis Bloques, distribuidos de la siguiente manera: (1). Bloque VMM-9, operado por la empresa Parex Resources Inc; (2). Bloque VMM-3, operado por la Empresa ConocoPhillips; (3). Bloque La Loma (La Loma); (4). Bloque La Loma, (5). Bloque CR2; (6). Bloque CR3; y (6). Bloque CR4. Estos últimos cinco están a nombre de la Empresa Drummond Ltda. Hay que hacer hincapié en que la denominación de “áreas en exploración” dada por la ANH no implica necesariamente que el Bloque tenga una licencia de exploración y/o explotación de yacimientos no convencionales.

➤ Bloque VMM3:

El Bloque VMM3 está localizado en jurisdicción de los Municipios de San Martín y Aguachica (Cesar) y Puerto Wilches y Rionegro (Santander), tiene un periodo de exploración de 9 años (contados a partir del 3 de diciembre de 2015) y de producción de 30 años, para lo cual se aprovechó el pozo Picoplata-1, que inicialmente fue establecido como un pozo estratigráfico por parte del anterior operador del Bloque (Shell Exploration and Production Colombia), y que luego de haberse aprobado la cesión de la licencia ambiental de yacimientos convencionales de Shell a ConocoPhillips mediante Resolución 227 de 7 de marzo de 2016, fue reconfigurado este pozo por parte de ConocoPhillips para realizar pruebas de producción "convencional" una vez tuvo autorización por parte de la ANLA.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

Según Canacol Energy Ltd., empresa que también posee un 20 % de participación en el contrato suscrito con la ANH, para este Bloque nos dice:

(...) el 16 de octubre de 2014 se inició la perforación del pozo Picoplata 1 y el 29 de enero de 2015 alcanzó una profundidad total medida de 16 406 pies, el cual fue diseñado para probar el potencial de crudo en esquistos y calizas en la Formación del Cretáceo La Luna y el pozo encontró más de 1200 pies (“ft”) de potenciales yacimientos contenedores de crudo. En diciembre de 2016, ConocoPhillips Colombia, el operador del contrato, comenzó las operaciones de completamiento y pruebas en el pozo Picoplata 1. En tres intervalos en yacimientos de esquistos se realizaron cinco pruebas discretas de inyección y tres estimulaciones hidráulicas que abarcaron todo el intervalo. El objetivo del programa de pruebas fue recolectar información sobre la capacidad productiva del yacimiento, la calidad de los fluidos contenidos dentro del yacimiento, la presión de la formación en el yacimiento y la habilidad del yacimiento para ser estimulado hidráulicamente. La operación, completada en julio de 2017, fue exitosa en todos los intervalos que fueron hidráulicamente estimulados y probados, produciendo crudo liviano sin indicación de agua en la formación. La magnitud de la estimulación hidráulica individual en secciones entre 27 y 30 pies de espesor del pozo vertical, varió entre 80 000 y 346 000 libras, resultando en flujos naturales promedio entre 19 y 120 barriles de crudo por día sin agua de la formación, durante períodos de flujo entre 3 y 28 días. (Canacol Energy Ltd., 2017)

Se aclara que estas pruebas obedecieron a evaluar exclusivamente el desempeño del yacimiento y no a recolectar información sobre acuíferos o sistemas de fracturas.

Las pruebas de producción convencional son de dos tipos: (A). Pruebas iniciales (pruebas cortas de producción que se realizan posteriormente a la terminación oficial de un pozo nuevo e incluyen pruebas de presión y de evaluación de rocas y fluidos del yacimiento), y (B). Pruebas extensas, que es un período de producción a la prueba inicial, que tiene por finalidad obtener información adicional del yacimiento, para definir la comercialidad o no del campo. Están amparadas en la Resolución 0857 de 2014, por parte de la ANLA.


Se reconoce que ConocoPhillips aún no cuenta con una licencia ambiental para la exploración de yacimientos no convencionales. No obstante, han presentado aplicación para obtener una licencia ambiental para la exploración de yacimientos no convencionales en este bloque en noviembre 7 de 2017 y están a la espera de la decisión de la ANLA, entidad que aceptó la aplicación de esta Compañía el 4 de enero de 2018 y está revisando el documento ConocoPhillips, (2018).

A través de la Radicación 2018070940-2-000, en respuesta de la ANLA a la CGR sobre la solicitud de información sobre exploración y explotación de yacimientos hidrocarburos no convencionales, la ANLA manifiesta:

(...) En lo que respecta al contrato VMM3, se reitera lo mencionado en el oficio 2018033959-2-000 del 22 de marzo de 2018 de la ANLA, en el sentido de indicar que a la fecha, no se han otorgado licencias ambientales para la exploración y/o explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales mediante la técnica *fracking* (fracturamiento hidráulico).

y también:

(...) La licencia ambiental otorgada mediante Resolución 857 del 30 de julio de 2014, para el proyecto denominado Área de Perforación Exploratoria APE VMM3, a desarrollarse en los municipios de Aguachica y San Martín, en el departamento de Cesar, y Rionegro, en el departamento de Santander, únicamente ampara la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

➤ Bloque La Loma (La Loma):

Para este Bloque operado por Drummond Ltda, es necesario mencionar las siguientes precisiones hechas por la ANLA para la CGR sobre su solicitud de información sobre exploración y explotación de yacimientos hidrocarburos no convencionales a través de la Radicación 2018070940-2-000. En esta se afirma que “(...) A la fecha de esta respuesta (junio 1 de 2018), la ANLA no ha recibido solicitud de trámite de licencia ambiental para el desarrollo de actividades de exploración en yacimientos no convencionales, relacionados con el contrato La Loma” y además, “(...) actualmente, realiza el seguimiento ambiental al proyecto: Exploración de Hidrocarburos Convencionales (gas y petróleo) y gas metano asociado a carbón denominado La Loma”, para el cual se otorgó licencia ambiental mediante Resolución 2152 del 23 de diciembre de 2005, a la sociedad Drummond Ltd, autorización ambiental expedida cuando aún no se encontraba vigente el Decreto 3004 de 26 de diciembre de 2013. Vale la pena mencionar que este Decreto establece que los yacimientos no convencionales incluyen gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón (CBM), gas y petróleo de lutitas (*shale*), hidratos de metano y arenas bituminosas.

Debido a que ya se encuentra en vigencia el Decreto 3004 de 2013 y que mediante oficio 2018050447-2-000 del 25 de abril de 2018, la ANLA le hizo saber a Drummond Ltd lo siguiente:

(...) tanto el Bloque La Loma como el Campo Caporo, requieren de modificación de las correspondientes licencias y excluye la calificación de las actividades como cambio menor o giro ordinario” debido a que “...hay actividades que generan impactos adicionales a los evaluados y que no cuentan con medidas ambientales aprobadas por esta Autoridad, situación que requiere de la solicitud de modificación de la licencia ambiental, previo el trámite correspondiente. (ANLA, 2018)


Con el fin de que no se presente duda sobre las actividades autorizadas o no, en la licencia ambiental y considerando que la misma sociedad Drummond Ltd. manifestó en la comunicación con radicación en la ANLA, 2016033690-1-000 del 27 de junio de 2016, que:

(...) 11. Al término de la perforación del pozo Canario 3, y con la expedición de la nueva normativa mencionada en el numeral 9, (*) existe la incertidumbre jurídica en el sentido de desarrollar o no el fracturamiento hidráulico bajo la licencia ambiental vigente. Por tal razón no se han ejecutado los trabajos de fracturamiento hidráulico en los pozos Canario 2 y Canario 3. (Drummond Ltd., 2016)

Esta Autoridad Nacional respondió con el oficio con radicación 2016044116-2-000 de 1 de agosto de 2016, en el que se le indicó sobre la presentación de la actualización del Plan de Manejo Ambiental y se solicitó la información ajustada conforme a la nueva regulación.

Sobre el alcance, se precisa el sentido de la respuesta referida a la actualización del Plan de Manejo Ambiental de los pozos Canario 1, 2 y 3, y Planta Deshidratadora (oficio con radicación 2016044116-2-000), en vista de que trataba de actividades no autorizadas que generan nuevos impactos ambientales y que esta Autoridad Nacional no ha evaluado ni establecido medidas de manejo para prevenirlos, mitigarlos, compensarlos y controlarlos, y que según el reglamento debe modificarse la licencia ambiental otorgada, atendiendo el numeral 1 del artículo 2.2.2.3.7.1 del Decreto 1076 de 2015.

Drummond Ltd. suscribió con la ANH un contrato de exploración y explotación de gas metano asociado a carbón (CBM) en el Campo La Loma desde finales de 2004, encontrando CBM de los pozos Caporo 1, Iguana 1 e Hicotea 1 en octubre de 2007, febrero de 2009 y enero de 2010, respectivamente; y luego de *shale gas* (marzo de 2010) del pozo Paujil 1. Para estos desarrollos se pusieron en marcha las regulaciones establecidas en la

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

Resoluciones No. 180472 de 2012 y No. 90341 de 2014. Por otro lado, en la respuesta formal que dio la ANH a la comunicación No. 2018EE0057690 del 15 de mayo de 2018 de la CGR, Miguel Angel Espinosa Ruíz, Jefe de Oficina de Control Interno de la ANH aseguró que:

(...) Aunque los Mantos de Carbón fueron incorporados solo hasta el año 2013 como uno de los tipos de Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos, los pozos exploratorios que fueron perforados en Contrato E&P La Loma son verticales que utilizan para la exploración y producción del gas metano las mismas operaciones de estimulación que se efectúan para Yacimientos Convencionales. (ANH, 2018)

y

(...) En el Contrato E&P La Loma, los pozos que fueron perforados durante el periodo de exploración se ejecutaron con anterioridad a que los mantos de carbón fueran incluidos dentro de la definición de Yacimiento No Convencional por la regulación colombiana (Decreto 3004 de 2013). Adicionalmente, estos pozos exploratorios fueron perforados siguiendo la regulación técnica vigente al momento de su perforación. (ANH, 2018)


En diciembre del año 2016 ambas partes firmaron un contrato adicional de exploración y producción para este tipo de yacimientos, en donde se estipula claramente que:

(...) cualquier porción del Área asignada que corresponda total o parcialmente a zonas reservadas, excluidas, protegidas o restringidas, delimitadas geográficamente por la autoridad competente, comporta para El Contratista el compromiso irrevocable en respetar su integridad las prohibiciones, condiciones y/o reglas a que estén sometidas o se sometan dichas zonas, superficies o extensiones, así como de cumplir las obligaciones y requisitos derivados de tal condición, con arreglo al régimen jurídico. Queda entendido que la ANH no asume responsabilidad alguna por los anteriores conceptos. La reducción del Área por razón de cualquier disposición normativa de obligatorio cumplimiento no genera tampoco responsabilidad de la ANH, ni se considera como desacuerdo entre las partes, por lo que no se someterá a arbitraje. (ANH, 2016).

En este contrato también quedó establecido que Drummond Ltd. deberá estimular, completar y realizar pruebas de producción de los pozos Canario-2 y Canario-3.

De acuerdo con las estadísticas de producción de gas de la ANH en 2017, para el Bloque La Loma, más específicamente en el campo Caporo, Drummond Ltd. tuvo una producción fiscalizada de gas de 20 millones de ft³ de gas, o lo que es igual a 0,0000203 tcf (producción durante todo el año 2017), que según el reporte de esta entidad este volumen fue quemado en su totalidad. Según lo manifestado por la CGR, el gas producido es quemado en teas, ya que todavía se encuentran en pruebas extensas y no se cuentan con facilidades de producción, esta quema de gases por temas operacionales es permitida por la regulación.

Para finalizar, es pertinente resaltar que en el Bloque La Loma, de acuerdo con la información del SIAC (2017), se han otorgado licencias para la perforación de un total de 45 pozos y que, si bien para el SIAC este Bloque se cataloga como un área de explotación, recientemente le fue notificado a Drummond Ltd. el cambio a una licencia de exploración de yacimientos no convencionales, dado que formalmente no ha realizado fracturamiento hidráulico en el Bloque sino pruebas cortas y extensas de producción en pozos verticales sobre CBM, (ver Tabla A3 - 1) .

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 152 de 202


➤ Bloques CR2, CR3 y CR4

Drummond Ltd. figura como operador de estos Bloques. No obstante, no cuenta con licencias ambientales ni pozos otorgados para estos tres Bloques. Vale la pena resaltar que por los acuerdos contractuales suscritos con la ANH, esta Compañía se encuentra en la obligación de poner en marcha su programa exploratorio, el cual es evaluado previamente por la ANH. Además debe mantener integral, oportuna y permanentemente informada a la entidad acerca del avance de los trámites ambientales y sociales de lo relacionado con el inicio del proyecto, la obtención de licencias, el permiso y demás pronunciamientos de las autoridades competentes, eventuales actuaciones administrativas sancionatorias, imposición de medidas preventivas y/o sanciones, y, en general, de cualquier información relevante para efectos de la cumplida y oportuna ejecución contractual. (ANH, 2016b).

Para el Bloque CR2, Drummond Ltd. está obligada a perforar 5 pozos estratigráficos, 2 pozos exploratorios verticales y 1 pozo exploratorio horizontal, obras que tienen un plazo de culminación hasta diciembre de 2019. Para el Bloque CR3, la compañía está obligada a perforar 2 pozos estratigráficos, 2 pozos exploratorios verticales y 1 pozo exploratorio horizontal, en tanto que para el Bloque CR4 debe perforar 3 pozos estratigráficos, 2 pozos exploratorios verticales y 1 pozo exploratorio horizontal.


Tabla 16. Clasificación de los Bloques de YNC operados por Drummond Ltd. de acuerdo al Mapa de Tierras ANH (2017)

Operador	Bloque o Contrato	Estado	Licencia Ambiental - Proyecto		Pozos otorgados
Drummond Ltd.	La Loma (La Loma)	Área de explotación	<p>Exploración de Hidrocarburos Convencionales (gas y petróleo) y gas metano asociado a carbón denominado La Loma - Expediente LAM 3308.</p> <p>Observación: El área del Expediente LAM 3308 engloba el área de los expedientes LAM 4285 y LAV-0106-00-2014</p>	<p>Área de desarrollo Iguana (Expediente LAM 4285)</p> <p>Estudio de Impacto Ambiental para solicitud de licencia ambiental global de producción de gas en el área de desarrollo Caporo Norte. (Expediente LAV-0106-00-2014)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Licencia ambiental global para producción de gas metano asociado a carbón área de desarrollo iguana (pozos IG-1 a IG-19), para un total de 19 pozos. ➤ Exploración de hidrocarburos (gas y petróleo) y gas metano asociado a carbón denominado La Loma (Pozos Caporo 5 a 8, 10 a 12 y 14 a 29), para un total de 23 pozos. ➤ Exploración de hidrocarburos (gas y petróleo) y gas metano asociado a carbón denominado La Loma–Pozo Chimila B2 (2). (1 pozo). ➤ Exploración de hidrocarburos (gas y petróleo) y gas metano asociado a carbón denominado La Loma–Chimila B2 (1). (1 pozo). ➤ Exploración de hidrocarburos (gas y petróleo) y gas metano asociado a carbón denominado La Loma–Chimila B1. (1 pozo).
	La Loma	Área en exploración		-	-
	CR2	Área en exploración		-	-
	CR3	Área en exploración		-	-

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2 Página 154 de 202

	CR4	Área en exploración		-	-
--	-----	---------------------	--	---	---

Fuente: Los Autores, con base en información de Mapa de Tierras (ANH, 2017), licencias ambientales y pozos otorgados (SIAC, 2017)

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 155 de 92

9.1 6. BLOQUES DISPONIBLES

La distribución de los Bloques disponibles concentra la mayor cantidad hacia la cuenca sedimentaria Cordillera Oriental (COR), que involucra sectores de los Santanderes, Boyacá, Cundinamarca, Meta, Tolima y Huila, para un total de 26 bloques disponibles y, en una proporción sumamente menor, figuran disponibilidades en las Cuencas del Valle Superior (4 Bloques), Medio (2 Bloques) e Inferior (1 Bloque) del Magdalena, Sinú–San Jacinto (1 Bloque) y Cesar–Ranchería (1 Bloque).

La localización de los Bloques asignados por la ANH puede verse en la siguiente página.

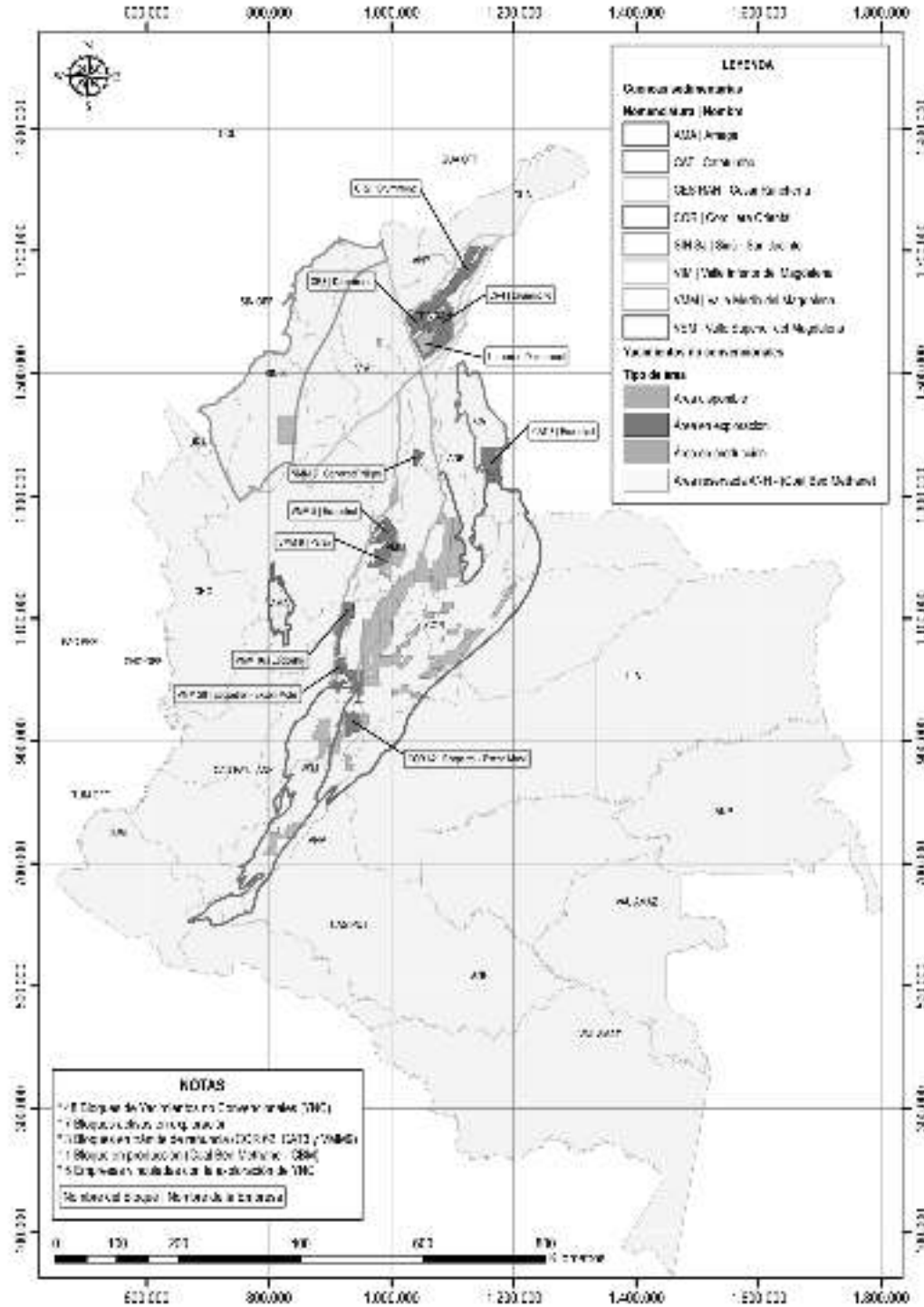




Figura A3-1 Localización de yacimientos de hidrocarburos no convencionales y de cuencas sedimentarias en Colombia

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2 Página 157 de 92

Fuente: Elaboración propia con base en información cartográfica SIAC (2017)

ANEXO 4 LEGISLACIÓN AMBIENTAL A NIVEL INTERNACIONAL RELACIONADA CON LA ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

ALCANCE

En el proceso de extracción de hidrocarburos no convencionales, las aguas subterráneas y superficiales podrían verse contaminadas si no se siguen procedimientos de operación adecuados para la fracturación hidráulica o para el manejo y disposición de aguas de producción. El alcance del análisis de los aspectos normativos relacionados con la regulación, monitoreo y seguimiento de la etapa de estimulación hidráulica de los yacimientos en roca generadora se llevará a cabo exclusivamente en los Estados Unidos, Canadá, China y Argentina, tomando como referencia la información de la U.S. EIA (2015), que aseguró que a finales de 2014 estos cuatro países eran los únicos en el mundo que estaban produciendo volúmenes comerciales de gas natural proveniente de formaciones de *shales* (*shale gas*) o crudo de formaciones compactas (*shale oil - tight oil*). Por tal razón, estos países se ven abocados a actuar en las etapas de regulación, seguimiento y monitoreo de las fases de exploración y explotación del crudo y gas de este tipo de yacimientos no convencionales, de los cuales el país deberá tomar lecciones para asegurar un ambiente sano.


PREÁMBULO

A nivel internacional, es innegable que la industria de los hidrocarburos ha hecho esfuerzos para regularse voluntariamente en temas ambientales relacionados con la exploración y explotación de yacimientos no convencionales. Por ejemplo, la IEA ha propuesto veintidós "Reglas de Oro" para ayudar a los gobiernos y a la industria a obtener una "licencia social para operar" (IEA, 2011, 2012). En dichas reglas se brindan orientaciones sobre la medición y divulgación de datos ambientales recopilados, el relacionamiento con comunidades locales, los criterios de elección de ubicaciones de perforación óptimas, las medidas para evitar fugas de pozos, la gestión y disposición de aguas de producción, medidas para evitar el venteo y mínima quema de gas, entre otras. Las "Reglas de Oro" enfatizan los sistemas de monitoreo, reporte y verificación para prevenir impactos ambientales potenciales, incluyendo monitorear la línea base ambiental y el progreso de indicadores ambientales clave, informando y verificando datos sobre, por ejemplo, consumo de agua, generación de aguas residuales y emisiones de metano.


Sin embargo, existe una brecha entre lo promulgado y lo puesto en práctica, pues según la IEA (2012), la aplicación de las "Reglas de Oro" en el desarrollo de gas de esquisto aumenta los costos en un 7 % estimado para un pozo de gas de esquisto individual típico, lo suficiente como para hacer mella en una proporción significativa de ganancias potenciales. Si el incumplimiento no pudiera ser efectivamente diagnosticado y evitado, los costos adicionales de cumplimiento servirían como desincentivos para que las empresas sigan las "Reglas de Oro". Mientras más altos sean los costos de cumplimiento, mayores serán los desafíos para la aplicación (Becker, 1968). Por lo tanto, se debe establecer una regulación ambiental adecuadamente rigurosa acompañada de una aplicación efectiva.

MARCO REGULATORIO


En la siguiente tabla se presenta un marco regulatorio, el cual incluye las normas y estándares más representativos relacionados con el recurso hídrico para el aprovechamiento de yacimientos no convencionales. Dichas normas y estándares tienen injerencia con el monitoreo, generación de informes de cumplimiento ambiental y verificación.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


País	Normas y/o estándares más representativos relacionados con el recurso hídrico para el aprovechamiento de yacimientos no convencionales
China: Legislación proferida por el Ministerio de Protección Ambiental Chino, y el Departamento Nacional de Administración de Recursos Hídricos.	Nivel Nacional: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Technical specifications for environmental monitoring of groundwater (MEP - HJ/T164-2004). ➤ Technical Guidelines for Environmental Protection in Oil and Natural Gas Exploitation Development for Check and Accept Completed Project (MEP - HJ612-2011). ➤ Law on the Prevention and Control of Water Pollution -Order of the President of the People's Republic of China No.87. ➤ Amendment on the List of toxic Chemicals Severely Restricted on Import and Export in China (Circular No.80 [2006]). ➤ Provisions on the Administration of the Prevention and Control of Pollution in Protected Areas for Drinking Water Sources. ➤ National Environmental Protection Agency, Ministry of Public Health, Ministry of Construction, Ministry of Water Conservancy and Ministry of Geology and Mineral on July 10, 1989. ➤ Law of the People's Republic of China on Prevention and Control of Water Pollution (1984-05-11).
Argentina: A nivel nacional no existe normativa que regule la evaluación ambiental de esta tecnología, siendo las Secretarías Departamentales de Ambiente pioneras en esta acción.	Nivel Provincial: <i>Neuquén:</i> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Ley 2600: medidas de resguardo y protección ambiental en el ámbito de las actividades hidrocarburíferas, (Legislatura de la Provincia de Neuquén). ➤ Ley 2735: Certificado de Aptitud Ambiental de la Actividad Hidrocarburífera, (Legislatura de la Provincia de Neuquén). ➤ Ley 1875 de 1991, modificada por el Decreto 2656 de 1999: principios rectores para la preservación, conservación, defensa y mejoramiento del ambiente en todo el territorio de Neuquén. Legislatura de la Provincia de Neuquén. ➤ Decreto provincial 1483 de 2012 de la Gobernación de la Provincia de Neuquén: normas y procedimientos para exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Proyecto de Ley 8474 - Expediente E-009/ 14 de la Provincia de Neuquén sobre la protección, mejoramiento y defensa del ambiente y para el uso eficiente de los recursos, la prevención y reducción de impactos y riesgos derivados de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. <p><i>Mendoza:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Decreto reglamentario para la evaluación de impacto ambiental para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Territorial de la Provincia de Mendoza. Marzo 9 de 2018. ➤ Decreto 170/08: Evaluación de Impacto Ambiental en Hidrocarburos. Poder Ejecutivo Provincial de Mendoza, febrero 7 de 2008.
<p>Estados Unidos: la U.S. EPA, USGS, USDE, y Agencias de Protección Ambiental Estatales en donde se realiza la actividad</p>	<p>Nivel Nacional:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Underground Injection Control Program. US Congress -Code 40 CFR Part 144-. ➤ State UIC Program Requirements. US Congress -40 CFR Part 145-. ➤ UIC Program Criteria and Standards -40 CFR Part 146-. ➤ State UIC Programs -40 CFR Part 147-. ➤ Identification and Listing of Hazardous Waste -40 CFR Part 261-. ➤ Oil and Gas Extraction Point Source Category -40 CFR Part 435-. ➤ New Sources Performance Standards -40 CFR Part 60-. ➤ Resource Conservation and Recovery Act (RCRA): regulation of crude oil and natural gas exploration and production of oil and natural gas are excluded from hazardous waste regulations under Subtitle C of RCRA. ➤ Permitting Guidance for Oil and Gas Hydraulic Fracturing Activities Using Diesel Fuels. Underground Injection Control Program Guidance # 84. <p>Nivel estatal (más relevantes):</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Oil and Gas Wells. Agency: Pennsylvania, Code: Commonwealth of Pennsylvania, Code: 25 PA Code 78,

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Water Resources Planning. Region: Pennsylvania, Agency: Commonwealth of Pennsylvania, Code: 25 PA Code 110. ➤ Protection of Water Supplies. Region: Pennsylvania, Agency: Commonwealth of Pennsylvania, Code: 58 PA Code 3218. ➤ Water Quality Certification: Region: Texas. Agency: Texas Secretary of State. Code: 30 TA Code 1.279.
<p>Canadá: Agencias provinciales de Protección Ambiental Estatales en donde se realiza la actividad</p>	<p>Nivel Nacional</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ The Oil and Gas Activities Act General Regulation. ➤ The Drilling and Production Regulation (DPR). ➤ The Environmental Protection and Management Regulation (EPMR). ➤ The Oil and Gas Waste Regulation. ➤ The Consultation and Notification Regulation (CNR). ➤ The Emergency Management Regulation. <p>Nivel Provincial</p> <p><i>Alberta:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Directive 008 (Surface Casing Depth Requirements), Directive 009: Casing Cementing Minimum Requirements, Directive 020: Well Abandonment, Directive 047: Waste Reporting Requirements for Oilfield Waste Management Facilities, Directive 050 Drilling Waste Management, Directive 51: Injection and disposal wells, Directive 058: Oilfield Waste Management Requirements for the Upstream Petroleum Industry, Directive 059: Well Drilling and Completion Data Filing Requirements, Directive 083: Hydraulic Fracturing – Subsurface Integrity. <p><i>British Columbia:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ The Oil and Gas Activities Act, the Petroleum and Natural Gas Act, the Environmental Management Act, the Heritage Conservation Act, the Land Act and the Water Act.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

REGLAS DE ORO PARA UNA ERA DORADA DEL GAS

Según la IEA (2012), las siguientes son las reglas de oro que se deberían cumplir a fin de que la industria de los hidrocarburos obtenga unos resultados medioambientales y la aceptación pública que les haga acreedores de una “licencia social para operar” dentro de una jurisdicción determinada, de modo que abra el camino para la explotación de gas natural no convencional a gran escala, aumente la oferta de gas natural y convierta la era dorada del gas natural en una realidad.

A. Mide, divulga y comprométete

1. Consolida un compromiso con las comunidades locales, residentes y demás partes interesadas, en cada fase de un proyecto, empezando antes de la exploración; brinda oportunidades suficientes para emitir comentarios sobre los planes, las operaciones y el desempeño; escucha las preocupaciones y responde adecuadamente y con prontitud.
2. Establece líneas base para los principales indicadores ambientales, como calidad del agua subterránea, antes de comenzar las actividades, y monitoriza las operaciones de manera continua.
3. Mide y divulga datos operativos sobre el uso del agua, volúmenes y características de aguas residuales y sobre emisiones a la atmósfera de metano y otros gases, junto con la publicación completa y obligatoria de aditivos para fluidos de fractura y volúmenes empleados.
4. Minimiza la interrupción durante las operaciones, teniendo una visión amplia de las responsabilidades sociales y medioambientales, asegurándose que los beneficios económicos sean también percibidos por las comunidades locales

B. Ten cuidado dónde perforas


5. Elige bien los sitios para minimizar los impactos en las comunidades locales, patrimonio, uso de tierra, medios de vida de los individuos y el medioambiente.
6. Estudia apropiadamente la geología de la zona para tomar decisiones inteligentes acerca de dónde perforar y dónde llevar a cabo la fractura hidráulica: evalúa el riesgo de terremotos asociados a las fallas profundas u otras características geológicas o aquellos riesgos asociados a que los fluidos pasen a través de estratos geológicos.
7. Monitoriza para asegurarse que las fracturas hidráulicas no se extiendan más allá de las formaciones para la producción de gas.

C. Aísla los pozos y evita fugas

8. Establece reglas sólidas para el diseño, construcción, cimentación y pruebas de integridad del pozo, como parte de una norma general de actuación, de manera que las incidencias en las formaciones de gas deben estar completamente aisladas de otros estratos penetrados por el pozo, particularmente acuíferos de agua dulce.
9. Considera límites apropiados de profundidad mínima en la fractura hidráulica para fortalecer la confianza del público en el sentido que dicha operación sólo se llevará a cabo lejos del nivel freático.
10. Lleva a cabo medidas para prevenir y contener los derrames y fugas en la superficie y garantiza que todos los residuos líquidos y sólidos se desechen apropiadamente.

D. Usa el agua de manera responsable

11. Reduce el uso de agua dulce mediante la mejora en la eficiencia operativa; reúsala o recíclala siempre que sea posible para reducirla carga sobre los recursos hídricos locales.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 163 de 92

12. Almacena y disponga de manera segura las aguas residuales generadas.
13. Minimiza el uso de aditivos químicos y promover el desarrollo y uso de alternativas más amigables con el medio ambiente.

E. Elimina el venteo, minimiza la quema y otras emisiones


14. Establece el objetivo de venteo cero y quema mínima de gas natural durante la terminación del pozo y tratar de reducir las emisiones fugitivas y venteo de gases de efecto invernadero durante toda la vida productiva de un pozo.
15. Minimiza la contaminación del aire generada por los vehículos, maquinaria de perforación, motores de bombeo y compresores.

F. Piensa en grande

16. Busca oportunidades para lograr economías de escala y desarrollo coordinado de la infraestructura local, para reducir el impacto ambiental.
17. Toma en cuenta el impacto acumulado y efectos regionales en el medio ambiente de múltiples actividades de perforación, producción y distribución, en particular el uso y disponibilidad del agua, uso del suelo, calidad del aire, tráfico y ruido.

G. Garantiza una actuación consistente y de alto nivel en materia medioambiental.

18. Asegura que el nivel estimado de la producción de gas no convencional sea acorde al respaldo político y recursos necesarios para establecer una regulación sólida, personal suficiente que permita su cumplimiento, e información pública y confiable.
19. Encuentra un equilibrio apropiado para la formulación de políticas públicas entre la regulación normativa y la basada en resultados, con el fin de garantizar altos estándares de operación al tiempo que se promueve la innovación y la mejora tecnológica.
20. Asegura que los planes de acción durante emergencias sean robustos y correspondan a la escala de riesgo.
21. Busca la mejora continua de las normas y prácticas operativas.
22. Reconoce la necesidad de evaluaciones y verificaciones independientes sobre el cumplimiento en materia medioambiental.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

CASO CHINO


China ha visto de cerca el desarrollo creciente de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales en los Estados Unidos, dado que cuenta con inmensas reservas de *shale gas*, que los obliga a implementar la estimulación hidráulica, pero que a su vez los beneficiaría en la reducción de precios del gas natural, de emisiones de CO₂, en la estimulación económica de su industria y en el reemplazo del carbón para generar electricidad (Krupnick, Wang & Wang, 2014).

Bajo el anterior panorama, el país asiático cuenta con un ambicioso plan de explotación de gas de esquisto, en parte impulsado por la creciente demanda de energía, pero con condiciones ambientales cada vez más desafiantes y además con escasos registros de cumplimiento de la política ambiental, pese a ello su Gobierno ha evidenciado interés por realizar mejoras. No obstante, según Guo, Xu & Chen (2014), las regulaciones ambientales actuales sobre el desarrollo de este tipo de yacimientos en particular no proporcionan una penalización severa ni altas tasas de detección, quizás porque su desarrollo no se ha masificado, o por la debilidad de sus políticas ambientales en temas de monitoreo, regulación y verificación.

En China, el gobierno central asume la responsabilidad de la formulación de políticas ambientales nacionales. Con base en las regulaciones promulgadas por el Ministerio de Protección Ambiental Chino (MEP) y otros Ministerios a nivel central, los gobiernos locales formulan regulaciones específicas o medidas administrativas, siendo las provincias los principales reguladores en la aplicación de dichas políticas. En lo relacionado a la gestión ambiental a nivel provincial, específicamente en la regulación de los impactos ambientales, se mantiene el acato de las medidas regulatorias establecidas por el gobierno central. Sin embargo, según Guo, Xu & Chen (2017), China debería mejorar significativamente en la dimensión de implementabilidad y prestar atención urgente a los sistemas de MRV (monitoreo, reporte y verificación) actualmente débiles en el tema de la contaminación del agua.

Según Tong, L., Zhou, X. & Li, H. (sf), son tres los impactos ambientales más relevantes a nivel actual y a futuro en China, a saber:

1. Ocupación de tierras e impactos ecológicos causados por grandes cantidades de pozos: Los recursos de crudo y gas de esquisto repartidos en áreas extensas con bajas concentraciones de hidrocarburos por unidad de área (caso singular chino dada las grandes variaciones laterales de las capas de *shales*) han dado como resultado que se deban perforar una gran cantidad de pozos para obtener cantidades comerciales. En China, la ecología en el norte es frágil y la mayoría de los campos de crudo y gas de esquisto favorables en el sur están situados en áreas montañosas donde el suelo productivo tiene un área limitada. Por lo tanto, se debe prestar atención a la ocupación de la tierra y los problemas de perturbación de la superficie resultantes de la perforación de pozos, así como a proporcionar protección ecológica adecuada. Además, se debe considerar la competencia entre el desarrollo de crudo y gas de esquisto y la agricultura, la ecología y los usos locales de la tierra.
2. Suministro de agua y su contaminación aunada a altos consumos de agua: El desarrollo de un proyecto de gas de esquisto incluye principalmente exploración, perforación y terminación de pozos. Las tecnologías clave son la perforación horizontal y la fracturación hidráulica. El *fracking* es un proceso altamente intensivo en agua. Incluso con una alta tasa de flujo, su consumo de agua puede ser 10 veces mayor que la producción de gas convencional. Esto limitará el desarrollo de gas de esquisto en áreas con escasez de agua y afectará el consumo sostenible de los recursos hídricos locales.
3. Impactos en la calidad del aire y el cambio climático que no pueden ser ignorados: El gas natural es la principal fuente de emisiones de metano antropogénico, COV y otros contaminantes del aire. Las reservas de gas de esquisto en China también contienen niveles peligrosos (> 1 %) de H₂S. La

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

recolección y el tratamiento inadecuados de estos contaminantes atmosféricos afectarán la calidad del aire local. En comparación con el gas convencional, el desarrollo de gas de esquisto tiene un mayor riesgo de liberación de gases de efecto invernadero (especialmente de metano). Dada la alta densidad de población en el suroeste de China, los impactos de la contaminación del aire y el cambio climático no deben descuidarse.

Regulaciones en cuanto al consumo de agua


En China, los derechos de uso del agua son administrados por el Estado; para el año 2006, entraron en vigor las regulaciones administrativas de permisos y cobros por uso de agua. Los operadores están obligados a solicitar permisos de extracción de agua bien sea a las Agencias Provinciales de Administración de Recursos Hídricos o a Agencias de Gestión autorizadas de las Cuencas de los Ríos, para ello, los operadores deben instalar infraestructuras de medición e informar sobre volúmenes extraídos anualmente para una verificación adicional. Los operadores también deben proporcionar información de producción, de sus principales productos y el valor total de la producción, a fin de estimar un consumo de agua por unidad producida.

La autoridad emisora del permiso de uso de agua es la responsable de verificar los datos sobre el consumo del recurso informado por los operadores y de inspeccionar el consumo de agua para los proyectos en los que se solicitó la concesión. El gobierno chino ha establecido unas cuotas de consumo para 13 grandes industrias consumidoras de agua, así como a nivel provincial. Sin embargo, la extracción de gas no ha sido incluida; provincias ricas en gas como Xinjiang no han establecido en sus estándares cuotas de consumo para esta industria en particular.

Desde el punto de vista de la implementación, las regulaciones de China aún tienen mucho por mejorar. Muchas provincias con altas reservas de gas de esquisto corresponden a áreas de escasez de agua (Smakhtin, Revenga & Döll, 2004). Es importante que el Departamento de Administración de Recursos Hídricos en China establezca un sistema estricto de monitoreo, reportes y verificación de uso del agua para la industria de los yacimientos no convencionales para asegurar una implementación efectiva del sistema de permisos de extracción de agua y para alentar a los operadores a aumentar la eficiencia relacionada con el consumo de del recurso. Sin embargo, la supervisión existente y la metodología de reporte para el consumo de agua en China no se traducen en una verificación efectiva. El problema podría ser especialmente serio para las mismas operadoras debido a un mayor desafío en torno a la verificación.

Monitoreo

Con el propósito de proteger las aguas subterráneas por las actividades de la industria del petróleo y el gas, el MEP promulgó en 2012 la Política Técnica para la Prevención y Control de la Contaminación de la Industria de Explotación de Petróleo y Gas, en el que se exige la construcción de piezómetros en los campos petroleros, (MEP, 2011). Por otro lado, sus métodos y requisitos de monitoreo deberían estar de acuerdo con las *especificaciones técnicas para el monitoreo ambiental de las aguas subterráneas (HJ / T164-2004)*, y con las *directrices técnicas para la protección del medio ambiente en el desarrollo de proyectos de explotación de petróleo y gas natural -verificación y aceptación de proyectos culminados- (HJ612-2011)*. Sin embargo, todavía no se ha establecido un estándar de calidad de agua de fluidos inyectados en el agua subterránea; lo cual ha causado serios problemas de contaminación y se ha convertido en un problema muy desafiante en el país. En 2009, análisis de datos de 641 pozos de monitoreo en ocho provincias mostró que el 73.8 % estaba muy contaminado (categoría IV o V en Estándar de calidad del agua subterránea de China) (MEP, 2011), en donde

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

los principales causantes de estos problemas de contaminación han sido el sector industrial (responsable de una incidencia incrementada de cáncer, especialmente gastrointestinal), agropecuario (responsable de una gran extensión de contaminación con amoníaco, fósforo y pesticidas, los cuales tienen efectos en la salud humana y desde el punto de vista ecológico); y finalmente, se ha establecido una derivación de contaminantes producidos por el sector industrial y que se han denominado elementos tóxicos geogénicos (particularmente arsénico), que causa arsenicosis crónica, lesiones y cáncer de piel en muchas regiones áridas y semiáridas de China.

La mayoría de las instalaciones en la industria de extracción de petróleo y gas en China se clasifican en la categoría llamada *fuentes clave de contaminación a nivel nacional*, por tal razón, se encuentran parcialmente reguladas por el llamado *programa de gestión de monitoreo automático de fuentes de contaminación* (OPSC, 2007). En este programa, las instalaciones de producción de gas tienen responsabilidad de instalar equipos de monitoreo automático e implementar el monitoreo de descarga de contaminantes, como aguas residuales, según sea necesario.

Reportes

En el Programa de Monitoreo Automático de Fuentes de Contaminación de China, los datos de monitoreo se informarán en línea al centro de monitoreo del departamento de protección ambiental. Este sistema de monitoreo automático puede informar los datos con una gran frecuencia, por ejemplo, cada diez minutos, sujeto a los requisitos de las oficinas locales de protección del medio ambiente.


Verificación

En China, la información reportada en el sistema automático así como el cumplimiento y las regulaciones de monitoreo en los bloques petroleros deberán ser verificados por las autoridades de protección ambiental y autoridades superiores. Sin embargo, esta configuración no ha sido satisfactoria. La falta de estándares de gestión detallados, deficiencias técnicas de equipos automáticos de monitoreo ambiental y operaciones ilegales son las principales causas de datos de monitoreo falsos o inexactos (Li et al., 2011; Ni, 2010). En trabajos de campo de Guo, Xu & Chen. (2014), se evidenció que estos equipos aún faltaban en gran parte de los sitios de perforación y que la eliminación inadecuada de aguas residuales no había sido efectiva desalentada por evadir los altos costos de un tratamiento adecuado. Según el Guangdong Price Bureau (2010), para ese año en China el costo de tratamiento de una tonelada de aguas residuales es de aproximadamente 0,15 USD, en tanto que para las aguas residuales de *shale gas* es de 45 USD/ton, esta diferencia abismal fomenta una disposición ilegal de estas aguas.

CASO ESTADOUNIDENSE

Regulaciones en cuanto al consumo de agua

Estados Unidos se caracteriza en tener una legislación robusta sobre contaminación del agua, pero una regulación débil sobre el consumo del recurso hídrico. Allí, el aprovechamiento y uso de aguas superficiales son regulados por un sistema de común de leyes estatales bajo dos doctrinas diferentes. Por ejemplo, en algunos estados, como Pennsylvania, los derechos de uso agua son conferidos por el estado a través de derechos ribereños bajo el sistema de derecho común; mientras que en otros estados, como Colorado, tales derechos se otorgan mediante derechos de apropiación previa; estos últimos derechos generalmente ocurren en la parte occidental de los Estados Unidos, debido a su relativa escasez de agua. En Texas, donde se

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

concentran cinco grandes yacimientos de gas de esquisto, los operadores están obligados a aplicar a la Comisión de Texas en Calidad ambiental en lo relacionado al derecho de uso de aguas superficiales para la etapa de producción y presentar informes de uso de agua anualmente (TCEQ, 2012). El agua subterránea en Texas generalmente es propiedad de los dueños de la tierra, y los aprovechamientos para actividades exploratorias de petróleo y gas están exentos de control bajo el código de agua del estado (Rahm, 2011; Nicot & Scanlon, 2012). En términos generales, según Guo, Xu & Chen (2017), los Estados Unidos tiene regulaciones inadecuadas en aspectos de monitoreo, verificación y regulación en lo que a aguas subterráneas se refiere.

Monitoreo

Estados Unidos es quizás el país que tiene regulaciones técnicamente más robustas para prevenir, controlar y monitorear la contaminación del agua. En la Ley de Agua Potable o *Safe Water Drinking Act*, la inyección de fluidos en pozos es un aspecto clave en temas de monitoreo; la U.S. EPA tiene potestad para prevenir la contaminación de acuíferos por actividades de inyección, específicamente en las normas 40 CFR Partes 144-147, allí, los pozos clases II son los destinados a la inyección de fluidos derivados de la producción de *shale gas*, a los cuales se les debe monitorear la presión de inyección, el caudal y volumen acumulado, con frecuencias que varían de diario a mensual para diferentes operaciones. Además de la calidad de aguas subterráneas, la naturaleza de los fluidos inyectados debe ser monitoreada por el propietario u operador utilizando los métodos descritos en las normas 40 CFR 136.3 y 261 al menos una vez al año para el primer año de autorización (U.S. EPA, 1983a).


Por otro lado, la U.S. EPA ha establecido un programa de control de inyección en el subsuelo (UIC, por sus siglas en inglés), con unos requisitos mínimos; a nivel estatal, los requerimientos de estos UIC'S deben ser iguales o más estrictos. A manera de ejemplo, en Ohio se establece un monitoreo continuo entre el espacio anular del casing y el tubing, requisito que no está incluido en la regulación de la U.S. EPA.

Con relación al manejo de fluidos de retorno y aguas de producción, según el *Clean Water Act*, la extracción del gas de esquisto se regula por la Guía Nacional de Limitación de Efluentes. Por otro lado, según la Norma 40 CFR Part 435.32, está prohibida para su extracción cualquier descarga de contaminantes de aguas residuales en aguas navegables, lo que incluye las etapas de producción, exploración, perforación, terminación y tratamiento de pozos.

La U.S. EPA brinda a operadores y contratistas diferentes tecnologías que los ayudan a evitar infracciones a su normatividad ambiental. Según la U.S. EPA (2011b), una cantidad significativa de las aguas residuales de la extracción de gas de esquisto requieren una adecuada eliminación de desechos, pero muchas de las plantas de tratamiento existentes no están debidamente equipadas para hacerlo, por tal razón, la U.S. EPA publicó los estándares de pretratamiento propuestos para estas aguas residuales en particular en el año 2015 (U.S. EPA, 2015). Finalmente, en muchos estados las leyes y regulaciones sobre aguas, los derrames accidentales y vertimientos deben notificarse a las agencias ambientales estatales. Otras formas de detectar infracciones, son principalmente a través de los sistemas estatales de monitoreo e información para aguas superficiales y subterráneas.

Reportes

En el Programa de control de inyección en el subsuelo de los EE. UU., el propietario u operador de un pozo de inyección tiene la responsabilidad de presentar los siguientes informes al director del Programa UIC de la U.S. EPA: (A). Un informe, síntesis de los resultados de los registros eléctricos y de ultrasonido durante la perforación

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 168 de 92

y construcción de cada pozo (U.S. EPA, 1980); (B). Un informe que notifica la construcción completa de la estructura; (C) un informe de monitoreo anual que incluye los datos de monitoreo de los fluidos inyectados; y (D). Informes de emergencia en el caso del suceso de un evento que pueda poner en peligro la salud humana o el medio ambiente (U.S. EPA, 1983a).

Por otro lado, los informes de infracciones y de cumplimiento de los permisos ambientales otorgados, son preparados por las Autoridades Ambientales Estatales, la dirección estatal o la U.S. EPA para luego remitirlos a la U.S. EPA, dependiendo de la Autoridad, cada trimestre y año. Para informes trimestrales, se debe incluir información detallada de las evidencias de incumplimiento para cada titular del permiso, así como las medidas tomadas por el Director, en tanto que los informes anuales se centran más en información estadística de todo el año (U.S. EPA, 1983a).

Verificación

En los Estados Unidos, las facilidades de producción, equipos, prácticas u operaciones deben ser inspeccionados en tiempos razonables por la U.S. EPA o la Agencia Ambiental Estatal. Además, los informes de incumplimiento deben estar disponibles, para que el público pueda realizar inspecciones (U.S. EPA, 1983a).


Los programas estatales deben mantener un programa de inspección para verificar la adecuación del monitoreo y la exactitud de los datos presentados por los permisionarios bajo el Programa UIC. (U.S. EPA, 1983b).

CASO ARGENTINO

Según Alonso (2014), en noviembre de 2011 la empresa YPF dio a conocer públicamente la existencia 927 millones de barriles equivalentes de petróleo provenientes de yacimientos no convencionales en la provincia de Neuquén. Desde ese momento, en Argentina ha tomado especial relevancia el tema de la estimulación hidráulica y la mediática formación geológica de Vaca Muerta. Lo cierto es que mucho se dice desde los medios de comunicación, desde las ONG, desde la industria y desde la política sobre esta actividad, con mensajes contradictorios para el público y a veces muy tendenciosos.

Este país empezó a figurar a nivel internacional en el potencial de sus yacimientos de hidrocarburos no convencionales a raíz del Informe de la U.S. EIA en 2013 denominado *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*. Allí se menciona a la formación geológica de Vaca Muerta como de principal interés, otorgándole a este país el ser el cuarto poseedor mundial de *shale oil* y el segundo poseedor mundial de *shale gas*, siempre hablando de hidrocarburos técnicamente recuperables.


Al día de hoy a nivel nacional, la máxima autoridad ambiental de ese país no ha emitido regulación formal en la materia. Dada la organización provincial de esta nación y en virtud de la Ley 26.196 que en su artículo 2 establece que establece que "(...) las Provincias asumirán en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios, quedando transferidos de pleno derecho todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

hidrocarburos”, y por otro lado, “(...) que la Ley Provincial 7526, en su Artículo 1 dispone que los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, así como toda otra fuente natural de energía sólida, líquida o gaseosa, situada en subsuelo y suelo, pertenecen al patrimonio exclusivo, inalienable e imprescriptible del Estado Provincial”. Las provincias que han dado pasos en el tema de los no convencionales han sido aquellas en donde mayormente se extiende la denominada Cuenca Neuquina de los yacimientos no convencionales Neuquén y Mendoza.

Provincia de Mendoza:


- Como criterio para la aprobación de los distintos proyectos hidrocarburíferos debe presentarse la denominada "*Declaración de Impacto Ambiental*".
- La exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales deben contar previamente con licencia ambiental, previamente presentando el documento denominado Estudio Ambiental Previo (EAP) ante el Ministerio de Medio Ambiente Argentino.
- Las empresas petroleras que operan en la Provincia de Mendoza, en cumplimiento de lo establecido en el Decreto 437/1993, deben presentar un "*Informe de Partida*" en donde se consigne el estado de sus instalaciones por áreas, yacimientos, pozos, etc., con especificación detallada sobre los planes, técnicas y obras existentes o a realizar para la prevención y disminución de impactos ambientales y que será completado año a año por un "*Informe de Situación*", en el cual se consignen todas las variaciones producidas con respecto al Informe de Partida, incluyendo las acciones ambientales ocurridas durante el lapso reportado y las medidas de contingencia adoptadas, además de los monitoreos de obras y tareas presentados para tal fin.
- Los operadores deben realizar un análisis de riesgo a fin de contemplar los pasivos ambientales de esta técnica así como los sectores más frágiles que pueden ser impactados por la existencia de agua superficial o subterránea, sectores poblados o agrícolas, áreas protegidas o cercanías y ecosistemas frágiles.
- Los operadores deben adquirir un Seguro Ambiental contra accidentes y perjuicios causados por los concesionarios al entorno ambiental del área y/o yacimiento bajo la figura de seguro de responsabilidad civil, caución, fianza bancaria, fondo de reparación u otra garantía equivalente.
- Para yacimientos de hidrocarburos no convencionales el operador debe proveer (I): En cuanto a datos de los pozos (características; formación; acuíferos, esquema, locaciones múltiples), (II): datos de la integridad de los pozos existentes sobre corrosión; hermeticidad y cementación. (III): datos del proceso de fractura que incluyen ensayos de presión; intercomunicación y cantidades, (IV): datos del recurso hídrico a utilizar en lo relacionado a origen, permisos y almacenamiento, (V): datos de los aditivos a utilizar en la estimulación sobre su análisis y declaración juramentada, (VI): datos del agua de retorno en cuanto a análisis, almacenamiento y tratamiento), (VII): datos de sismicidad, sobre estudios de riesgos y fallas, (VIII): medidas de prevención y mitigación en cuanto al cuidado del suelo, agua y aire) y (IX): medidas de control - plan de monitoreo.
- En cuanto a aspectos restrictivos del recurso hídrico en yacimientos de hidrocarburos no convencionales: para yacimientos en explotación se deberá utilizar preferentemente agua de formación, se prohíbe el uso de agua subterránea con aptitud para uso humano y el agua de retorno será controlada en calidad y destino.
- El *flowback* no podrá ser almacenado previa y durante su tratamiento en receptáculos a cielo abierto ni vertido en piletas naturales o artificiales de infiltración y/o evaporación, pozos absorbentes, cavados, perforados, sumideros o inyectores, cualquiera sea su profundidad, que de algún modo puedan estar vinculados o conectados a acuíferos libres o confinados y que sean susceptibles de contaminar o alterar la calidad de las aguas subterráneas.

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

- El permisionario, concesionario y/u operador propondrá un Plan de Monitoreo para controlar la calidad del recurso hídrico subterráneo. La campaña de monitoreo se realizará bimestralmente y los informes con los resultados analíticos serán presentados a la autoridad de aplicación ambiental e hídrica siendo esta última la que deberá evaluarlos.
- La Autoridad de aplicación podrá declarar áreas y radios mínimos de exclusión de la actividad hidrocarburífera no convencional en función de la existencia de centros urbanos, poblaciones, establecimientos industriales o agrícolas, áreas naturales protegidas o zonas de especiales condiciones ecológicas, cursos de agua, glaciares y zonas periglaciares o en aquellas en que actividades y recursos sean susceptibles de ser afectados negativamente por la misma.
- Las Empresas están obligadas a reportar al (RSAPP- Registro de la Situación Ambiental de la Producción Petrolera) cualquier hecho que provoque algún perjuicio, actual o potencial, al ambiente ocurrido durante el proceso de exploración, explotación, transporte, almacenamiento y refinamiento, dentro de las doce horas de ocurrido el hecho.
- Como parte de los estudios previos en la fase de explotación el operador debe proveer: (I): El estado de la cementación perfiles con registros CBL y VDL. (II): En el caso de un pozo reprofundizado perfil de corrosión, (III): Prueba de hermeticidad de casing, (IV): Evaluación de la corrosión del casing y (V): Prueba de integridad. En lo relacionado en el proceso de fractura: Entre otros incluye el mostrar el esquema de fracturas, la presión aproximada de fractura, el consumo de agua aproximado por fractura, un análisis de intercomunicación con pozos adyacentes que debe considerar toda la información geológica y geofísica relevante.

Provincia de Neuquén:

- La exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales deben contar previamente con licencia ambiental, previamente presentando el documento denominado Estudio Ambiental Previo (EAP) ante el Ministerio de Medio Ambiente Argentino, y en los casos en que la Autoridad Ambiental Provincial estime conveniente, deben anexar un análisis de riesgos para su ejecución. Los operadores antes de ejecutar labores de exploración y explotación deben contar con un certificado de aptitud ambiental (cuya renovación es anual y es de potestad provincial) y que garantice medidas de resguardo y protección ambiental, producto de la revisión del Monitoreo Anual de Instalaciones, Obras y Tareas (MAIOT) y del Plan de Gestión Ambiental por el desarrollo de este tipo de actividades.
- Las empresas están obligadas a reportar cualquier hecho accidental, imprevisto o siniestro que provoque algún perjuicio actual o potencial al medioambiente, ocurrido durante las actividades de exploración, perforación, explotación, transporte o almacenamiento de petróleo o manejo de residuos generados en las mismas, dentro de las 48 horas de producido y a efectuar ante la contingencia, todas las medidas preventivas y correctivas que la buena técnica exige, a fin de evitar y mitigar los daños o alteraciones producidas al ambiente hasta la intervención de la autoridad municipal y provincial de contralor ambiental.
- Se permite la reinyección de aguas de formación desde que se demuestra su factibilidad técnica.
- Almacenamiento de agua para operaciones de fractura en piletas al aire libre e impermeabilizadas con láminas de polietileno, geomembranas de alta densidad (espesor mínimo de 800 micrones),
- En la apertura de piletas de lodos y residuos de perforación y terminación, el operador deberá constatar previamente que no existe agua subterránea dulce en el subsuelo. Se considera agua dulce aquella agua subterránea cuyos contenidos en sales totales no supere los 3000 ppm o que su conductividad específica no sea mayor de 4000 micromhos por centímetro.
- Para la protección de acuíferos se exige aislamiento con tubería y cementación la zona de acuíferos. Para ello se exigen los perfiles, para control de posición de las cuplas de la cañería de entubación y

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

por otra parte la continuidad y adherencia del cemento, tanto a la tubería como a la formación. Control de hermeticidad e integridad de entubación.


- Prohíbe el uso de agua subterránea para perforación y terminación de pozos no convencionales, en la producción de hidrocarburos convencionales esta operación si se encuentra permitida.
- Prohíbe el vertimiento a cuerpos superficiales de aguas provenientes de *flowback* bajo cualquier condición.
- Obligación de tratamiento para reúso para la siguiente perforación y estimulación hidráulica.
- Considera al *flowback* como un residuo peligroso y debe ser alojado en tanques cerrados para su tratamiento, acondicionamiento y posterior reúso.
- Requiere descripción y procesos del sistema de tratamiento de *flowback*, los cuales serán escogidos por la Autoridad Ambiental dependiendo de las características fisicoquímicas de estas aguas.
- Declaración jurada de productos químicos utilizados con su correspondiente hoja de seguridad.
- Se requiere un plan de gestión del agua para el proceso de estimulación hidráulica.
- Considera un consumo de agua superficial de 15 000 m³ por cada estimulación hidráulica. Reza en el Decreto provincial 1483 de 2012 que: "(...) esto representa el 0,067 % del total del caudal mínimo anual frente al 5 % que se utiliza en el abastecimiento de las poblaciones, sumadas a las actividades industriales e irrigación del total del caudal mínimo anual de los recursos que aportan los ríos Limay, Neuquén y Colorado; descargando al mar el 94 % restante sin ser utilizado".
- Para el *flowback* una vez haya sido tratado, se proponen las siguientes alternativas de reutilización y disposición: reúso en la industria hidrocarburífera, reúso en riego de un proyecto productivo o de recomposición ambiental del área intervenida o disposición final en pozo sumidero.

CASO CANADIENSE

En este país existen ocho entidades encargadas del buen uso, aprovechamiento y seguimiento ambiental de los recursos de petróleo y gas natural (AER, BCOGC, NBNG, NLDNR, OROGO, NSDE, OMNR, PBMIEM, PEIDFEMA, QNR, SER, y YDEMR) y que corresponden a las Provincias de Alberta, B. Columbia, N. Brunswick, Labrador, Provincias Noroccidentales, N. Escocia, Ontario, Manitoba, P. Edwards, Quebec, Saskatchewan y Yukón, respectivamente. Un operador debe tramitar todos los servicios para la construcción de un pozo no convencional y de aprovechamiento de agua a estas entidades. Vale la pena resaltar que British Columbia y Alberta son provincias que tienen una larga historia de producción utilizando la técnica de estimulación hidráulica y son líderes en sus regulaciones y prácticas, seguidas de Saskatchewan y Manitoba, provincias a donde se extiende el *shale* de Bakken (OIGI, 2018).

Pese a lo anterior, existen otro tipo de entidades con injerencia en los temas de fracturamiento hidráulico, sin que ello implique un control normativo, por ejemplo, las autoridades municipales controlan asuntos ambientales locales, incluida la gestión de aguas residuales y la protección local del agua potable. Finalmente, los gobiernos aborígenes tienen un papel importante en los procesos de toma de decisiones si hay una posibilidad razonable de que sus derechos puedan ser infringidos, si estos yacimientos se encuentran en títulos aborígenes o en áreas de reserva natural (CPU, 2015).

Tal y como sucede en los Estados Unidos, en Canadá, los operadores de yacimientos no convencionales se encuentran obligados, en su mayoría, a publicar las sustancias químicas que se emplean en los fluidos de estimulación, los cuales se encuentran documentados en el Portal FracFocus Canadiense, pues en las provincias de Saskatchewan y Manitoba, los operadores no están obligados a revelar la composición química de sus fluidos de fractura (Minkow, 2017). Por otro lado, la industria ha desarrollado procedimientos operativos

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 172 de 92

entre los cuales se destacan los de mejores prácticas, prácticas recomendadas y códigos de conducta; información que se encuentra documentada y que propende por utilizar las aguas superficiales y subterráneas de manera eficiente, velando por su calidad, cantidad, aumento del reúso de agua y revelando volúmenes de consumo en las actividades de exploración y producción de yacimientos no convencionales con el fin de provocar el menor impacto ambiental posible.

Provincia de Alberta


Allí se empezó a usar esta técnica desde 1950 y más de 174 000 pozos han sido fracturados; para 2014, más de 7700 pozos han sido fracturados por multietapas. En esta provincia la estimulación hidráulica es prohibida en yacimientos someros. Por lo general, los yacimientos no convencionales pertenecen a la Formación Duverney, la cual está a 3000 m de profundidad. Los acuíferos (considerados con TDS de hasta 4000 ppm), en esta provincia están hasta los 600 m de profundidad.

Por otro lado, se tiene establecido que los pozos que aprovechen este tipo de yacimientos deben tener un sistema dual de protección: el primario, capaz de contener y aislar los fluidos de fractura y el secundario, capaz de proporcionar control de pozo en caso de falla de la barrera primaria, lo cual debe ir complementado de un sistema de monitoreo para detectar y permitir una respuesta a una falla de la barrera primaria. Además, se debe garantizar que el *casing* de superficie se encuentre debajo del nivel más profundo zona de agua utilizable (25 m). Finalmente, los operadores deben realizar una prueba de integridad de presión antes de comenzar las operaciones y entre los 60 a 90 días de haber culminado el fracturamiento hidráulico; al abandonar el pozo, se deben hacer ensayos de migración de gases (AER, 2013).

En cuanto a requisitos de cementación, para la tubería de conducción y el *casing* de superficie se exige que esté cementado en toda su longitud, si el tubo de conducción falla en la prueba de integridad, se deben suspender las actividades e iniciarse inmediatamente acciones correctivas, implementar un plan de emergencias y dar aviso a la AER. Está expresamente prohibido usar aditivos que disminuyan las fuerzas compresivas del cemento. Para los *casing* de producción, intermedio y el liner, el volumen de cemento requerido se obtendrá una vez se haya interpretado el registro *caliper* y se agregará un 20 % de volumen de cemento como factor de seguridad. Durante las operaciones de cementación, el fluido de retorno será monitoreado, si este no se obtiene en superficie una vez se haya previsto el volumen estimado o si retorna con fluidos de la perforación, indica fallas en el proceso, por tal razón las acciones remediales deben enviarse a la AER 60 días antes de la puesta en marcha de la plataforma de perforación o antes del inicio de las operaciones de completamiento (AER, 1990).

En el evento de presentarse la estimulación a una distancia de 100 metros de la base de un acuífero, se debe realizar una evaluación de riesgo al acuífero, para ello se debe realizar un modelo geomecánico de simulación del fracturamiento y si la distancia vertical promedio de estas multiplicadas por un factor de dos se encuentra en contacto con el acuífero, se prohíbe la implementación de la técnica. Esta actividad tampoco es permitida si a 200 metros de distancia horizontal de un pozo de agua y a menos de 100 metros de distancia vertical de la base del mismo. En cuanto a la protección de los acuíferos se emplea la definición de "intervalo protegido" a aquel intervalo por encima de la línea base de protección de aguas subterráneas (600 m), con una porosidad mayor al 3 %. Los fluidos de fracturamiento hidráulico en esta Provincia se permiten ser conducidos en sistemas de tuberías desde que cumplan con estándares de sólidos disueltos totales.

Para evitar una comunicación entre un *offset well* (es decir, un pozo que se perfora con el propósito de determinar el comportamiento o la reacción a ciertos tratamientos o técnicas a emplear antes de replicarlas

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 173 de 92

sobre un pozo productor, debido a la estimulación hidráulica), el titular del yacimiento no convencional debe suministrar a la AER el programa de estimulación, el cual debe contener la zona de planos de fractura, la identificación, pruebas de integridad y una evaluación de análisis de riesgo de los *offset wells*.


En lo relacionado con el tratamiento de aguas, la Directiva 58 y su adendo esbozan los criterios para el tratamiento de todos los desechos de yacimientos petrolíferos (Canadian Water Network, 2015). Los desechos como los lodos de perforación, los retornos de cemento y los suelos deben ser procesados en una instalación de manejo aprobada por la AER y cumplir con los criterios de toxicidad, salinidad y TDS. Por otro lado, la AER promueve la reutilización, el reciclaje y la recuperación como un mecanismo para minimizar el volumen de aguas a tratar. Los operadores de la industria pueden almacenar aguas residuales de acuerdo con los criterios discutidos anteriormente, y tratarlos para que sea adecuada su reutilización. Las instalaciones de tratamiento fuera de los campos están sujetas a aprobación regulatoria y sus permisos inherentes. Como reutilización repetida de las aguas residuales concentran contaminantes (Abdalla et al., 2011), una vez que las aguas residuales alcanzan una carga considerable de TDS no se puede reutilizar, se puede tratar o reinyectar.

Provincia de British Columbia

En British Columbia, la BCOGC tiene la potestad de otorgar permisos de uso de agua superficial por periodos de hasta dos años, los interesados deben especificar el volumen total de agua solicitada, el caudal máximo y el tiempo de extracción, las circunstancias bajo las cuales el agua puede ser retirada, y la(s) ubicación(es) específica(s) donde se realizará la extracción. En relación con las aguas subterráneas, los hidrogeólogos de BCOGC revisan las solicitudes de permiso y las condiciones que pueden ser impuestas (como pruebas hidrogeológicas y requisitos de monitoreo) para mitigar los efectos potenciales del bombeo de aguas subterráneas en los acuíferos disponibles. En estos casos, los titulares de los permisos deben informar la cantidad de producción de agua del pozo a la BCOGC a más tardar 25 días después del final del mes en que se produjo la producción (EY, 2015). En términos de cuantificación de agua, la BCOGC, publica reportes trimestrales y anuales.

Los operadores de estos pozos también tienen permitido utilizar aguas grises tratadas de PTAR'S, agua comprada en bloque y agua de acuíferos salinos profundos. Como labor rutinaria, las empresas reúsan el *flowback* de pozos fracturados hidráulicamente. No obstante, no existe una norma provincial que rija o fomente la reutilización del *flowback*, aunque las compañías tienen un fuerte incentivo financiero para hacerlo, pues la disposición en los llamados pozos de disposición subterránea puede costar tanto como \$ 70 CAD por metro cúbico. En esta provincia solamente el agua de retorno de tipo *slickwater* (combinación de baja viscosidad entre un fluido base agua y propante), se puede almacenar en tanques de contención abiertos en superficie o en estanques hechos en tierra, diseñados por ingenieros con licencia aprobada en la provincia, revestidos mientras el operador tenga permanencia en el sitio y la vida útil del diseño del revestimiento no sea excedidos y que consiste en dos dispositivos de contención, un sistema de detección de fugas entre la contención primaria y secundaria, cercas adecuadas para evitar el acceso a la fauna silvestre y vertidos no autorizados y señalización adecuada. En contraste, todos los demás tipos de aguas de retorno se deben almacenar en tanques cerrados. El almacenamiento en tanques abiertos y cerrados está limitado a 90 días a menos que se autorice lo contrario y deben contar con bermas de contención por derrames como medida primaria de prevención y contención.

Los tanques abiertos deben inspeccionarse mensualmente a fin de detectar daños estructurales y fugas, y tantos estos como los enterrados no deben tener la lámina de agua a menos de un metro del borde superior, En el evento de que se produzca un derrame, se requiere que el titular del permiso o la persona que realiza la

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

actividad lleve a cabo la identificación de la causa o fuente del derrame, la contención y eliminación del mismo y que remedie cualquier tierra o cuerpo de agua afectado.


Con el objeto de prevenir derrames a cuerpos de agua, las facilidades y plataformas deben estar a 100 m de distancia de cuerpos de agua superficial, no deben estar localizadas en áreas de recarga de acuíferos ni en el tope de un acuífero somero previamente identificado, (medidas que pueden ser consideradas como incompletas, en virtud de que la prevención frente a los derrames no se da por la distancia de la instalación a un cuerpo o una corriente de agua, sino por la estricta aplicación de las normas de seguridad industrial, la construcción de diques de contención debidamente diseñados y adecuados y la existencia probada de la operatividad de un plan de contingencia por derrames de crudo).

En lo relacionado a los insumos químicos empleados en la estimulación, los operadores deben publicarlos en el portal FracFocus, además, la API Seccional Canadá recomiendan se esfuere por minimizar el uso de aditivos y de utilizar productos más inocuos para el medio ambiente. En cuanto al almacenamiento, los productos químicos deben almacenarse en un contenedor que esté diseñado, construido y mantenido en buen estado y en un material apropiado que sea resistente a la sustancia que contiene, que se mantengan sellados o cubiertos cuando no estén en uso y que se mantenga cantidades "razonables" de productos químicos en las áreas de trabajo.

Los operadores de yacimientos no convencionales tienen prohibido desechar el *flowback* en superficie, esto no se ha hecho debido a los costos que implica el verter en superficie bajo el estándar de la provincia. Por tal razón, una fracción del *flowback* y de las aguas de producción se disponen en los llamados pozos de disposición subterránea (Clase 1b), en donde se pueden reinyectar aguas de producción y residuos no peligrosos desde las plataformas de producción hasta donde se encuentran estos pozos mediante transporte por carrotanques o líneas de tubería (en su mayoría). En cuanto a cementación, en la provincia se exige que se haga desde el *casing* superficial hasta el suelo y del *casing* intermedio hasta al menos 200 metros por encima del zapato del *casing* superficial con el fin de mitigar el riesgo de que los contaminantes migren entre la *casing* y la formación.

Si el operador reinyecta fluidos de su propia operación es regulado a nivel provincial (BCOGC), pero si lo hace en un pozo en donde otros operadores o industrias lo hagan, será regulado a nivel Ministerial (MOEBC). Para construir este tipo de pozos deben cumplirse una serie de requisitos y conocimientos geológicos, de presión de formación y de inyección, y de monitoreo (prueba anual de aislamiento de *packers* y de ensayos de integridad, reportes mensuales de volúmenes inyectados y de presiones máximas en cabeza de pozo). En esta provincia, a mayo de 2014, existían 110 pozos destinados a esta actividad, reconociendo la misma BCOGC que existen operadores que no han cumplido con el test anual de aislamiento de *packers* y de revelar la calidad fisicoquímica de los fluidos inyectados, aunado al hecho de que la disposición se hace en pozos de gran edad (por ejemplo, para el año 2014, el pozo # 2214 representó el 39 % del volumen inyectado en la provincia, teniendo como referencia que este fue construido en 1968 y que en la medida en que un pozo envejece puede degradarse su *casing* de cemento, lo que representaría peligro de migración a formaciones suprayacente o a acuíferos). No obstante, si este tipo de pozos pierden presión, inmediatamente son cerrados para proceder a acciones correctivas (Wilson, 2014).

En lo relacionado con la gestión de buenas prácticas, esta provincia ha regulado el uso de agua para actividades de estimulación durante épocas de sequía. Por ejemplo, en épocas de sequía, el agua superficial no puede ser empleada para estimulación hidráulica, también ha promovido el reciclaje de agua, la optimización y eficiencia de agua dulce en esta técnica (plan de gestión integrado del agua). Por otro lado, cuenta con un sistema continuo de respuesta a emergencias por derrames o fugas, así como un equipo de 20 inspectores, los cuales realizan alrededor de 4000 inspecciones al año. (Wilson, 2014).

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

LECCIONES DE COBERTURA E IMPLEMENTACIÓN DE NORMATIVIDAD

China y Estados Unidos

Guo et al. (2014), llevaron a cabo una evaluación cualitativa acerca de la regulación relacionada con la estimulación hidráulica en China y Estados Unidos, específicamente en los aspectos de monitoreo, generación de reportes a las Autoridades Ambientales y verificación, este cuadro fue adaptado para mostrar exclusivamente la gestión del recurso hídrico en ambos países. En el cuadro I se puede observar que los mecanismos de monitoreo, reportes y verificación (MRV) son especialmente inadecuados en China para detectar el incumplimiento de los operadores por concepto de contaminación de agua y que la cobertura de las regulaciones de este impacto ambiental es muy insuficiente. Aunque China regula el consumo de agua de manera extensiva (en el papel), la implementación de los mecanismos MRV siguen siendo insuficientes (recuadro II).


La falta de requisitos de verificación efectivos en torno al consumo de agua podría llevar al aprovechamiento ilegal de aguas subterráneas por parte de los operadores de gas de esquisto en China. Para los Estados Unidos con una regulación de MRV bastante eficaz en cuanto a contaminación del agua (Recuadro IV), las mejoras deberían extenderse a la cobertura de MRV del consumo de agua, particularmente agua subterránea (Cuadro III).

Un marcado contraste en las regulaciones chinas, en comparación con las de EE.UU., es que en las del país asiático generalmente carecen de suficientes detalles y pertinencia, lo que da como resultado una implementación inadecuada. Como una explicación tentativa a este fenómeno, Guo et al. (2014) atribuyen el hecho de que China aún no tiene implementado un sistema de regulación ambiental sólido, mientras que, en los Estados Unidos, la alta implementación es obligatoria en su sistema de derecho.

Figura A4-1. Cobertura e Implementación de normatividad China y EE. UU.



Fuente: Guo et al. (2017)

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

En resumen, en la siguiente tabla se muestran los sistemas de MRV entre China y Los Estados Unidos:


Tabla A4-1. Sistemas de MRV China y EE. UU.

Impacto/Aspecto Ambiental	Estados Unidos	China
Contaminación de agua	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Requerimientos detallados para monitorear la calidad de aguas subterráneas, fluidos inyectados, presión y caudal de inyección. ➤ Guías detalladas de métodos de monitoreo. ➤ Requerimientos para la presentación de reportes periódicos y de emergencias. ➤ Programas de inspección y requisitos de entrega de información para asegurar la verificación. ➤ Es ley común en los estados elaborar informes anuales de uso del agua. Los propietarios de los predios están exentos del control estatal, especialmente en el tema de aguas subterráneas. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ No tienen requerimientos y estándares para el desarrollo de yacimientos no convencionales. ➤ Requisitos de los mecanismos MRV para el caso de gas natural son generales y tienen deficiencias de pertinencia. ➤ El desempeño del sistema de monitoreo ambiental automático de fuentes de contaminación posee una baja implementación en las regulaciones.
Consumo de agua	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Es ley común en los estados elaborar informes anuales de uso del agua. Los propietarios de los predios están exentos del control estatal, especialmente en el tema de aguas subterráneas. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Los requisitos de monitoreo y de los reportes sobre el aprovechamiento de agua y uso del recurso por unidad de producto posee una falta de verificación de requisitos implementables.

Fuente: Guo et al (2017)

Canadá

Para el caso canadiense, según la organización Canadian Water Network, no está claro qué parte del agua residual de un pozo se reutiliza o recicla, se trata, es descargada en superficie o inyectada en profundidad, situación que se repite para la mayoría de yacimientos no convencionales en los Estados Unidos. Esta falta de información prohíbe cualquier análisis directo de prácticas de gestión de aguas residuales para las operaciones de fracturación hidráulica en función de la información disponible en bases de datos. (Esto representa un claro riesgo y una debilidad legal en caso que el estado quiera llevar a los estrados judiciales a los infractores o causantes de daños a los recursos naturales por el uso de la técnica del *fracking*).


 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

Por otro lado, en un estudio detallado de la normatividad en las provincias de Alberta y British Columbia (lugares en donde tiene el mayor desarrollo de yacimientos no convencionales), la firma Ernst and Young, en un Informe realizado en 2015, determinó que la normatividad en estas provincias tiene oportunidades de mejora, las cuales deben centrarse en dos aspectos: (I). Recolección de datos y monitoreo y (II). Cobertura. Para estos aspectos, al revisar estas oportunidades, con relación a la preservación y calidad del recurso hídrico, se destaca lo siguiente:

- Mejorar la regulación relacionada con las pruebas de presión y de cementación para proteger contra el flujo incontrolado de fluido que se produciría detrás del *casing*. Se ha determinado que han habido fallas en la presentación y la interpretación de los registros CBL (*cement bond log*).
- El manejo del *flowback* debe tener fuerza de ley, de manera que haga parte integral de las normas relacionadas con el fracturamiento hidráulico. Esta deficiencia se ve principalmente en British Columbia, en donde se ha recomendado que la gestión del *flowback* haga parte integral del "*Oil and Gas Activities Act*".
- Mejorar el control en los mecanismos de contención de los tanques abiertos en donde se almacena el *flowback*, con el propósito de evitar derrames y/o fugas.
- Mejorar los requisitos para evaluar la integridad de pozos cercanos, ya sean activos o abandonados, antes de la fracturación hidráulica protegería contra la contaminación de agua dulce debido a conductos creados por otros pozos.
- Incluir con fuerza de ley los planes de riesgo del fracturamiento hidráulico, de tal modo que sea obligatoria su planificación, presentación y desarrollo. En este país existen guías de prácticas recomendadas por comunicación entre pozos (Guía IRP 24), pero los planes de riesgo en estas guías deberían tener un soporte técnico más robusto.
- Implementar mejores prácticas para el mapeo de la base de la protección del agua subterránea (BGWP), que puede ser entendida como la mejor estimación de la elevación de la base de la formación en la que el agua subterránea no salina se encuentra en una ubicación en particular. Dadas las variaciones locales típicas en geología y topografía, la elevación real de esta base a menudo puede variar, por lo cual las autoridades ambientales deberían exigir estudios hidrogeológicos con métodos de prospección geofísica detallados, a fin de conocer esta base para cada sitio en particular.
- Utilizar los resultados de las pruebas de calidad del agua cerca de los pozos de eliminación (*disposal wells*) para decidir si se desarrolla o no un régimen de monitoreo más amplio en cercanías a estas estructuras.
- Unificar los criterios de vulnerabilidad de los acuíferos a la contaminación, con el propósito de que los entes regulatorios como los operadores de yacimientos no convencionales tengan reglas claras de las implicaciones de este concepto.
- Mejorar los mecanismos de reporte del uso de fuentes alternativas de aguas empleadas en la estimulación hidráulica, específicamente de aguas grises y las compradas de sistemas de acueductos municipales con el fin de aumentar la transparencia y de conocer la trazabilidad detallada de volúmenes y su empleo para la actividad.
- Mejorar la identificación de las zonas de recarga de acuíferos, con el propósito de impactarlas en lo más mínimo, en la medida de lo posible.


CONCLUSIONES

- El cumplimiento exitoso de la política ambiental requiere un sistema efectivo de monitoreo, reporte y verificación (MRV) para detectar el incumplimiento. El monitoreo es una base esencial para la

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2


realización de un sistema de MRV efectivo porque es la forma más directa de obtener información de primera mano sobre los impactos ambientales. Los informes ayudan a mantener la información transparente y disponible para que las Autoridades Ambientales puedan emitir una directiva que solicite mejoras y resolver problemas basados en datos reales. Para validar la precisión y confiabilidad de la información reportada y el cumplimiento de la política, la verificación es necesaria. Los sistemas de MRV deben considerarse como la columna vertebral de la gestión ambiental para el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en el país.

- La determinación de incumplimientos ambientales por parte de las Autoridades en la materia, exige una definición clara de incumplimiento, incluyendo qué impacto ambiental potencial está regulado y cómo distinguir el cumplimiento del incumplimiento. La dimensión de implementabilidad se dirige en mayor medida a los gobiernos locales. Los detalles y la pertinencia suficientes facilitarán la conversión más precisa de las políticas en papel a la implementación sobre el terreno. El gobierno central también podría verificar más convenientemente si los funcionarios ambientales locales han implementado políticas fielmente. Por ejemplo, la comprensión clara y precisa de los estándares y requisitos de política puede afectar significativamente la eficiencia de la implementación de la política (Van Meter & Van Horn, 1975).
- Desde el punto de vista de cobertura, la regulación de la posible contaminación del agua en el desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales ha sido ampliamente cubierta en los Estados Unidos, mientras que en China la laxitud de requisitos para yacimientos convencionales no puede cubrir cada posible impacto del desarrollo de los no convencionales en cuanto a la calidad del agua.
- En términos de implementación, el programa de administración de monitoreo ambiental automático es potencialmente más conveniente para la gestión centralizada de información y probablemente con mayores costos de operación y mantenimiento. Sin embargo, la regulación en China se refiere a importantes fuentes de contaminación en general, no lo suficientemente pertinentes en el desarrollo de *shale gas* y *shale oil*, con características únicas. La coyuntura China actual muestra que la implementación sigue siendo uno de los principales desafíos que enfrentan las autoridades ambientales de ese país desde los niveles provinciales hasta el nacional. Estados Unidos, al haber sido pionero en el desarrollo de yacimientos no convencionales tiene una normatividad ambiental en la materia más robusta que cualquier otro país, en razón a que ha sido revisada a nivel nacional y estatal. No obstante, hay requerimientos que deben ser más especializados y refinados a fin de aumentar la operatividad y eficiencia en el desarrollo de este tipo de yacimientos así como de detectar incumplimientos a la normatividad ambiental.
- Dado que las aguas usadas en el proceso de estimulación hidráulica provienen de fuentes de agua dulce, como aguas superficiales, subterráneas y aquellas tratadas en sistemas de acueducto y un pequeño porcentaje es reciclada de las aguas de retorno (*flowback*), tal y como lo afirmó la IEA (2012), los requerimientos de agua de esta operación deben evaluarse a nivel regional teniendo en cuenta la disponibilidad de agua en los sitios en donde se encuentran estos campos, las demandas competitivas del recurso por parte de otros sectores productivos, incluyendo el abastecimiento doméstico, a fin de evitar el estrés hídrico en las zonas en donde se desarrollan estos proyectos. Ante este panorama, la legislación debe estar orientada a priorizar el abastecimiento doméstico y las


 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 179 de 92

actividades productivas previamente establecidas en estas zonas a fin de evitar problemas sociales en el mediano y largo plazo.

- En Estados Unidos y Canadá, las prácticas de manipulación, transporte, tratamiento y prácticas de disposición adecuada en la regulación de aguas residuales en la industria del petróleo son complejas y multifacéticas. Gran parte de esta complejidad proviene de una jurisdicción compartida entre estados y municipios (*counties*). A nivel general, los actos federales proporcionan parámetros para la gestión de desechos peligrosos, y la protección del agua subterránea. En este par de países algunas comisiones regionales, comisiones de cuencas hidrográficas, municipalidades y comunidades afectadas por actividades relacionadas con el desarrollo de yacimientos no convencionales también tienen potestad para intervenir y poder establecer regulaciones. Tradicionalmente, las decisiones de zonificación se les delegan a los municipios, lo que les da la autoridad para determinar si estas actividades pueden tener lugar en, o cerca de sus límites geográficos. La autoridad de zonificación ha dado a muchos municipios el derecho a promulgar una moratoria total o parcial sobre la estimulación hidráulica y sus prácticas asociadas de gestión de aguas residuales.
- En Estados Unidos y Canadá, países que poseen la mayor experiencia regulatoria en yacimientos no convencionales, la normatividad en este asunto cambia con el tiempo, en respuesta a los avances tecnológicos, la presión pública, los descubrimientos científicos, los valores sociales de las comunidades en donde estas prácticas se llevan a cabo, las situaciones de emergencia ambiental ocurridas, los riesgos para la salud humana y la seguridad de los trabajadores y la intensificación de estas actividades. De hecho, la relación de la legislación y las reglamentaciones con la gestión de las aguas residuales de petróleo y gas, por ejemplo, están influenciadas por la ocurrencia y severidad de eventos como la contaminación del agua.


 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 180 de 92

**ANEXO 5. REGISTRO DE EVIDENCIAS DE INCIDENTES E IMPACTOS AL RECURSO HÍDRICO
 DERIVADAS DE LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS
 NO CONVENCIONALES A NIVEL INTERNACIONAL**


 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

ESTADOS UNIDOS


Descripción de la evidencia de incidente o impacto	Fuente
<p>➤ Referencia: U.S. EPA (2015c).</p> <p>➤ Tipo de incidente o impacto ambiental: Derrames de fluidos o aditivos de fracturación hidráulica a través de la caracterización de 151 derrames en o cerca de sitios de pozo en 11 estados entre enero de 2006 y abril de 2012.</p> <p>Entre los 151 derrames caracterizados por la U.S. EPA, el volumen mediano de fluido derramado fue de 420 galones (1600 litros), aunque los volúmenes derramados variaron desde 5 galones (19 litros) a 19 320 galones (73 130 litros). Los líquidos derramados a menudo se describen como ácidos, biocidas, reductores de fricción, <i>crosslinkers</i> o reticulantes (aditivo que aumenta el grosor de los fluidos gelificados al conectar moléculas de polímero en el fluido), geles y fluido de fracturación hidráulica mezclado, pero pocos productos químicos específicos fueron mencionados.</p> <p>En trece de los 151 derrames caracterizados por la U.S. EPA se informó que han alcanzado una superficie cuerpo de agua (a menudo arroyos o arroyos). Entre los 13 derrames, los volúmenes de derrames informados variaron desde 28 galones (105 litros) a 7350 galones (27 800 litros).</p> <p>Causa: Falla de equipos (34 % de los derrames) o error humano (25 %), y más del 30 % de los derrames provenían de unidades de almacenamiento de fluidos (por ejemplo, tanques, contenedores y remolques).</p>	<p>U.S. EPA (U.S. Environmental Protection Agency). (2015c). Review of state and industry spill data: Characterization of hydraulic fracturing-related spills [U.S. EPA Report]. (U.S. EPA/601/R-14/001). Washington, DC: Office of Research and Development. http://www2.epa.gov/hfstudy/review-state-and-industry-spill-data-characterization-hydraulicfracturing-related-spills-1.</p>
<p>➤ Referencia: U.S. EPA (2015c).</p> <p>➤ Tipo de incidente o impacto ambiental: Derrames de fluidos o aditivos de fracturación hidráulica a través de la caracterización de 17 derrames en Dakota del Norte en el año 2015.</p> <p>En Dakota del Norte, hubo 12 derrames mayores a 21 000 galones (79 500 litros), 5 derrames mayores a 42 000 galones (160 000 litros) y un derrame de 2.9 millones galones (11 millones de litros) en 2015.</p>	

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

<p>Causas: error humano y fugas o fallas del equipo. Las fuentes comunes de derrames de agua producidos incluyen fallas en mangueras, líneas de conducción y equipos de almacenamiento.</p>	
<p>➤ Referencia: U.S. EPA (2015c).</p> <p>➤ Tipo de incidente o impacto ambiental: Derrames de aguas de producción.</p> <p>Esta Agencia informó que, en 30 de 225 derrames de agua producidos y caracterizados, que representan el 13 % del total, se evidenció que han alcanzado cuerpos de agua superficial, (quebradas, lagos o humedales), de estos 30, uno (1), alcanzó acuíferos (lo que representa un 0,44 %) y 17 alcanzaron cuerpos de agua superficiales. De los derrames reportados, los volúmenes variaron desde menos de 170 galones (640 litros) hasta casi 74 000 galones (280 000 litros).</p>	
<p>➤ Referencia: U.S. EPA (2015c).</p> <p>➤ Tipo de incidente o impacto ambiental: Aumento de los niveles de salinidad en aguas subterráneas y/o recursos hídricos superficiales.</p> <p>El derrame de agua de producción más grande informado en Dakota del Norte en 2015, cuando aproximadamente 2.9 millones de galones (11 millones de litros) de este líquido fluyó de una ruptura inesperada de una tubería de conducción, gran parte se dirigió al Blacktail Creek (cuerpo de agua superficial), aumentando la concentración de cloruro y la conductividad eléctrica de esta quebrada; estas observaciones también permitieron asegurar un aumento en los niveles de conductividad eléctrica y cloruro aguas abajo en el río Little Muddy y el río Missouri.</p> <p>Otro ejemplo de la alteración fisicoquímica a cuerpos de agua ocurrió en Kentucky en el año 2007, cuando un depósito superficial para el almacenamiento de fluidos de retorno sufrió un desbordamiento y parte del fluido derramado llegó a Acorn Fork Creek, (cuerpo de agua superficial), en el que se pudo demostrar que se provocó una disminución de su pH así como de un aumento de su conductividad.</p>	
<p>➤ Referencia: COGC (2014).</p>	<p>COGCC (Colorado Oil and Gas Conservation Commission). (2014). Risk-based inspections: Strategies to address environmental risk associated</p>


 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

<p>➤ Tipo de incidente o impacto ambiental: Derrames de fluidos o aditivos de fracturación hidráulica a través de la identificación de 125 derrames durante el pozo estimulación (es decir, una parte de la vida de un pozo de petróleo y gas que a menudo, pero no siempre, incluye la fracturación hidráulica) entre enero de 2010 y agosto de 2013.</p> <p>➤ Causa: 51 % fueron causados por errores humanos y el 46 % se debieron a fallas en los equipos.</p>	<p>with oil and gas operations. (COGCC-2014-PROJECT #7948). Denver, CO. https://cogcc.state.co.us/Announcements/RiskBasedInspection/RiskBasedInspectionStrategy.pdf.</p>
<p>➤ Referencia: Brantley et al. (2014) y Considine et al. (2012).</p> <p>➤ Tipo de incidente o impacto ambiental: Derrames de fluidos o aditivos de fracturación hidráulica a través de la identificación de derrames relacionados con el desarrollo de petróleo y gas de esquisto en el Play Marcellus de Pensilvania entre enero de 2008 y agosto de 2011 según el reporte de avisos de violaciones emitidos por el Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania.</p> <p>Los autores identificaron derrames mayores a 400 galones (1500 litros) en menos de diez ocasiones y derrames de menos de 400 galones (1500 litros). Los volúmenes de derrames notificados de estos derrames variaron de 3400 galones (13 000 litros) a 227 000 galones (859 000 litros).</p>	<p>Brantley, SL; Yoxtheimer, D; Arjmand, S; Grieve, P; Vidic, R; Pollak, J; Llewellyn, GT; Abad, J; Simon, C. (2014). Water resource impacts during unconventional shale gas development: The Pennsylvania experience. <i>International Journal of Coal Geology</i> 126:140-156. http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2013.12.017</p> <p>Considine, T; Watson, R; Considine, N; and Martin, J. (2012). Environmental impacts during Marcellus Shale gas drilling: Causes, impacts, and remedies. (Report 2012-1). Buffalo, NY: Shale Resources and Society Institute. http://cce.cornell.edu/EnergyClimateChange/NaturalGasDev/Documents/UBSRSI-Environmental%20Impact%20Report%202012.pdf https://www.velaw.com/UploadedFiles/VEsite/E-comms/UBSRSI-EnvironmentalImpact.pdf</p>
<p>➤ Referencia: LGWRC (2012).</p> <p>➤ En 2011, una red de pozos de agua potable en un área que cubre el Shale de Haynesville se quedó sin suministro del recurso debido a extracciones de agua subterránea y sequía superiores a lo normal; en donde las extracciones de agua para la fracturación hidráulica contribuyeron al suceso de estas condiciones. Sin embargo, el desabastecimiento de agua aumentó por la falta de precipitaciones.</p>	<p>Louisiana Ground Water Resources Commission. (2012). Managing Louisiana's groundwater resources: An interim report to the Louisiana Legislature. Baton Rouge, LA: Louisiana Department of Natural Resources. http://dnr.louisiana.gov/index.cfm?md=pagebuilder&tmp=home&pid=907.</p>
<p>➤ Referencia: Scanlon et al. (2014).</p>	<p>Scanlon, BR; Reedy, RC; Nicot, JP. (2014). Will water scarcity in semiarid regions limit hydraulic fracturing of shale plays? <i>Environmental Research Letters</i> 9. http://dx.doi.org/10.1088/1748-9326/9/12/124011.</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

<p>➤ En un estudio de caso detallado en el Estado de Texas, este Autor estimó que los niveles de agua subterránea en el 6 % del área estudiada descendió de 100 pies (31 metros) a 200 pies (61 metros) o más después de que las actividades de fracturamiento hidráulico se incrementaran en 2009.</p>	
<p>➤ Referencia: Patterson L et al. (2016). Unconventional Oil and Gas Spills: Risks, Mitigation Priorities, and State Reporting Requirements</p> <p>➤ Suceso: En este artículo científico, los autores evaluaron los datos de derrames de 2005 a 2014 en 31 481 pozos de yacimientos no convencionales de crudo y gas en Colorado, Nuevo México, Dakota del Norte y Pensilvania. En este reporte se encontró que entre el 2 al 16 % de los pozos informaron un derrame cada año. Los volúmenes medios de derrames oscilaron entre 0,5 m³ a 4.9 m³ en Pensilvania, los derrames más grandes superaron los 100 m³. 75 a 94 % de derrames ocurrieron dentro de los primeros tres años de vida útil cuando los pozos fueron perforados, completados y tuvieron sus mayores volúmenes de producción. En los cuatro estados, el 50 % de los derrames estuvieron relacionados con el almacenamiento y transporte de fluidos por tuberías de conducción.</p>	<p>Environmental Science Technology (2017). Patterson L et al. (2016). Unconventional Oil and Gas Spills: Risks, Mitigation Priorities, and State Reporting Requirements. Environ. Sci. Technol., 2017, 51 (5), pp 2563–2573. DOI: 10.1021/acs.est.6b05749. Recuperado de https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.est.6b05749</p>


Fuente: Los Autores con base en las referencias mencionadas

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 185 de 92

SOSPECHAS DE IMPACTOS A POZOS A CAUSAS DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YNC EN ESTADOS UNIDOS

La organización "*FracTracker Alliance*" ha estado trabajando con nueve socios comunitarios diferentes en un proyecto para mapear puntos de agua subterránea, (ver Figura en la siguiente página), en donde se sospecha que la actividad E&P de YNC en Estados Unidos ha afectado dichos puntos. Este mapa consta de las siguientes capas de datos, los cuales fueron consultados a julio de 2018, para un total de 524 incidentes en todo el país.

- Incidentes de tuberías que transportan líquidos peligrosos que contaminan el agua subterránea: Identificado en el Mapa como *PHMSA Groundwater Contamination*; Esta capa de datos incluye incidentes con tuberías de líquidos peligrosos que se indicaron como resultado de contaminación del agua subterránea entre marzo 1 de 2010 y marzo 29 de 2013. Los datos fueron obtenidos por el Departamento de Transporte de EE.UU. y la Administración de Seguridad de Materiales Peligrosos (PHMSA) y fueron modificados por "*FracTracker Alliance*" en el sentido de que solo incluye los incidentes que conducen a la contaminación del agua subterránea. Hay 30 incidentes en esta lista.
- Impactos reportados por los visitantes: Identificado en el Mapa como "US Impact Map Form Submission". Esta capa consiste en datos de formularios diligenciados y presentados por espectadores que describen incidentes sospechosos de contaminación del agua subterránea por extracción de petróleo y gas e industrias relacionadas. Se reportan tres impactos: uno en Ohio y dos en Pennsylvania.
- Eventos de Contaminación de reservorios en superficie (pits) en el Estado de Nuevo México: Identificado en el Mapa como "Groundwater contamination by pits in NM". Esta capa consiste en eventos en los que la División de Conservación de Petróleo de Nuevo México determinó que sustancias de los pozos de petróleo y gas contaminan las aguas subterráneas. En total, hay 369 incidentes incluidos en los datos. El documento en el que se basa este mapa se publicó en 2008.
- Sospecha de eventos de contaminación reportados por la organización NRDC: Identificado en el Mapa como "NRDC List Amy Mall". En esta capa, Amy Mall, quien hace parte del Consejo de Defensa de Recursos Naturales (NRDC, por sus siglas en inglés), compiló una lista de 37 incidentes donde se sospecha que la fracturación hidráulica contribuye a la contaminación del agua subterránea. La lista fue compilada en diciembre de 2011, y cada entrada está vinculada a informes de noticias del evento.
- Lista de incidentes en donde hay sospechas de que puntos de agua subterránea fueron perjudicados por actividades de E&P de YNC: Identificado en el Mapa como "PACWA list of the harmed water exposures". La construcción de esta capa fue basada en los datos tomados por Jenny Lisak, codirectora de la Alianza de Pensilvania para el Agua Pura y el Aire, quien mantiene una lista de personas que dicen ser perjudicadas por la fracturación hidráulica o procesos relacionados, llamada Lista de los perjudicados (LoTH, por sus siglas en Inglés). Esta capa de datos se basa en la actualización de la lista del 23 de febrero de 2013 y contiene solo los eventos en los que el agua es la vía de exposición sospechosa, en un total de 85 incidentes, en donde casi el 50% de estos se reportaron en el Estado de Pennsylvania.

 CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

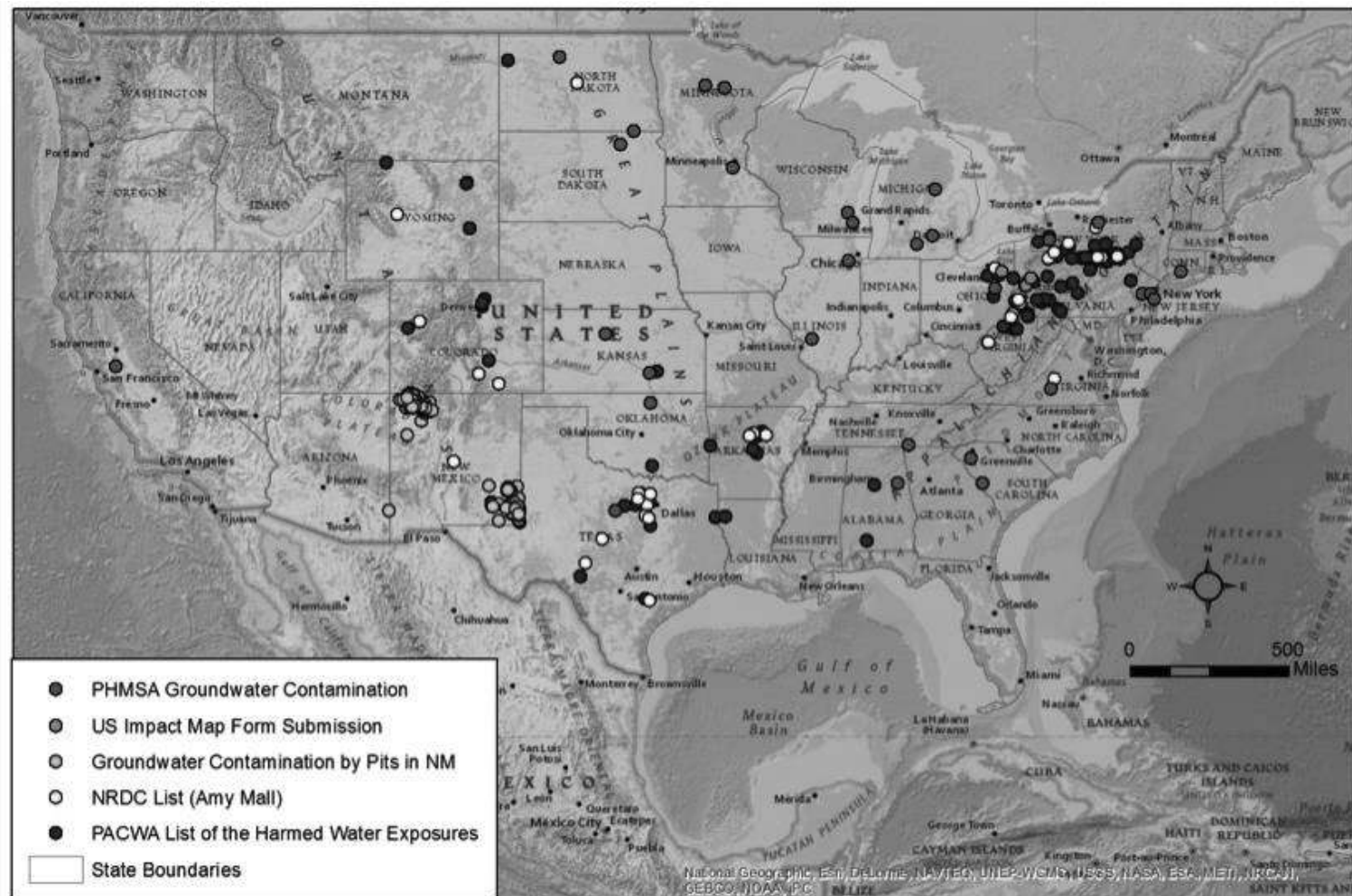



Figura A5-1. Mapa de sospechas de impactos a pozos a causas de actividades de exploración y producción de YNC en Estados Unidos

Fuente: <https://www.fractracker.org/2013/05/v1/wellimpactsmap/>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA	
	Código	Versión: 3.2

Quejas al Departamento de Protección Ambiental de Pennsylvania (PADEP):

El siguiente mapa presenta en los puntos de color azul, la distribución espacial de puntos de agua subterránea (aljibes y pozos), de personas que se han quejado de que su punto de agua ha sido afectado por perforación de petróleo y gas, el fracturamiento hidráulico, y actividades relacionadas en el Estado de Pennsylvania, en el cual se ha explotado intensamente el *Shale del Marcellus*. La inclusión en esta capa del mapa sólo significa que hubo una queja a PADEP, y no debe ser interpretado como prueba de una relación causal entre la actividad de los pozos de gas y el supuesto impacto del agua subterránea. Para este estado, se reportan a julio de 2018 un total de 297 quejas.

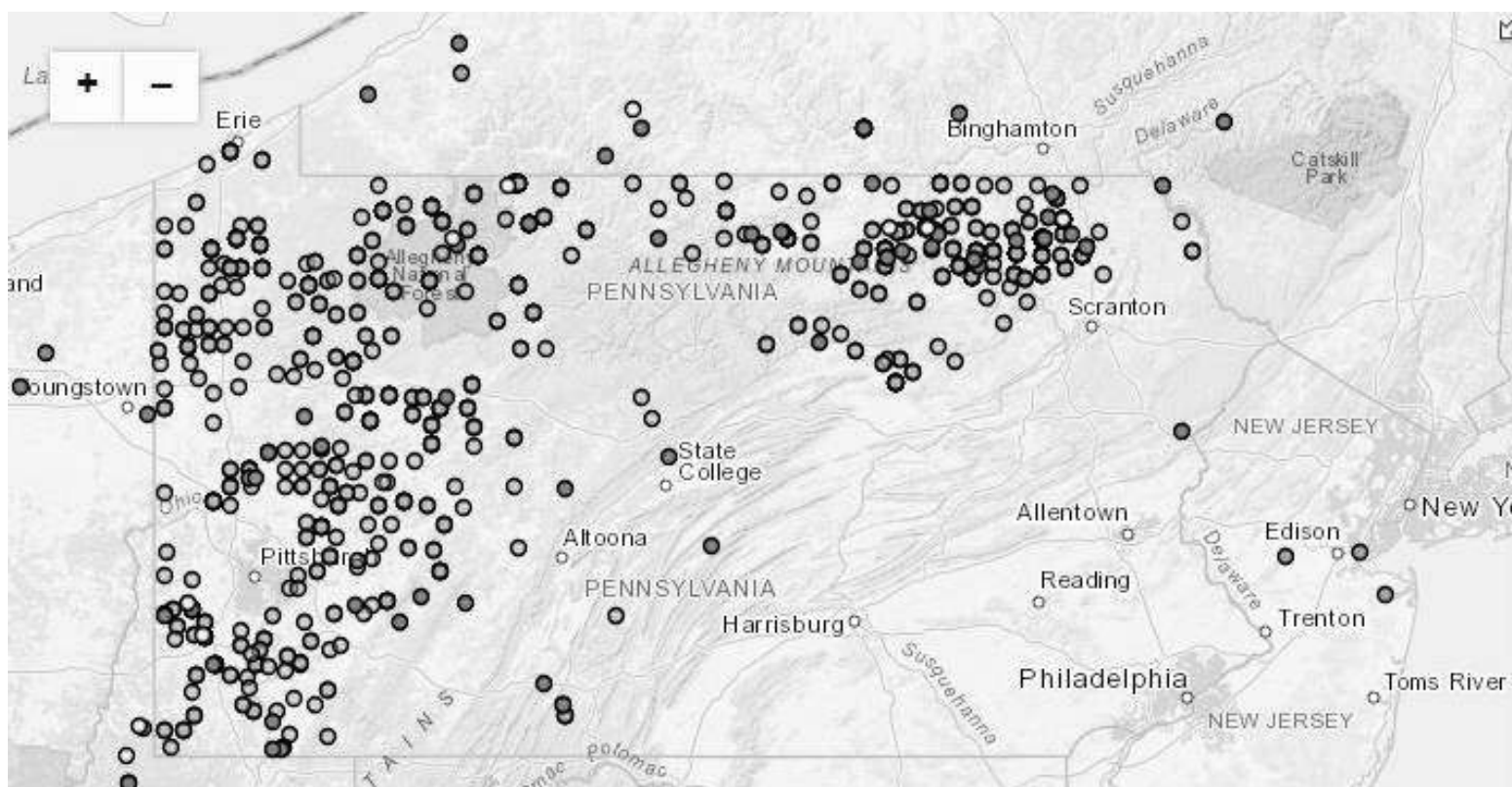




Figura A5-2. Mapa de distribución espacial de puntos de agua subterránea en el Estado de Pennsylvania

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	RIESGOS Y POSIBLES AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEAR LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA		
	Código	Versión: 3.2	Página 188 de 92

Fuente: <https://www.fractracker.org/2013/05/v1wellimactsmapi/>


 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	POSIBLES RIESGOS Y AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEARSE EN EL PAÍS EL LLAMADO FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO O FRACKING PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES		
	Código	Versión: 2.1	Página 189 de 92

CANADÁ

Descripción de la evidencia de incidente o impacto	Fuente
<p>Referencia: Reducing Produced Water Leaks and Spills by Improving Industry Compliance in British Columbia's Natural Gas Sector (2014).</p> <p>Tipo de incidente: Fisura en un depósito de aguas de producción en superficie (sumidero), o sump, (por sus siglas en inglés). Por esta infracción, la Empresa Chinook Energy debió pagar una multa de 575 CAD.</p>	<p>Notte, C. (2014) Reducing produced water leaks and spills by improving industry compliance in British Columbia's natural gas sector. (Capstone Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Public Policy) School of Public Policy Faculty of Arts and Social Sciences. SIMON FRASER UNIVERSITY. Recuperado de http://summit.sfu.ca/item/14030</p>
<p>Referencia: Alberta Energy Regulator. Report of incidents of the oil and gas industry in the Province of Alberta - Canada. (2015).</p> <p>Tipos de incidentes: En la Provincia de Alberta, para el mes de enero de 2015 se reportaron un total de 19 incidentes relacionados con el manejo de aguas de producción: En ninguno se reportó daños a cuerpos de agua superficiales. De estos, 13 fueron en líneas de conducción de fluidos, 5 en pozos y 1 en una facilidad de producción. Para el caso de las líneas de conducción el rango de volúmenes de derrames osciló entre los 0,8 a 100 m³, con una media de 28,1 m³, en tanto que para los pozos el rango varió entre 0,5 a 19 m³, con una media de 7,28 m³ y finalmente, para la facilidad de producción el volumen derramado fue de 15 m³.</p>	<p>http://www1.aer.ca/compliancedashboard/incidents.html</p>

CHINA

Descripción de la evidencia de incidente o impacto	Fuente
<p>Referencia: Hansia, F. (2014) [Entrada de blog CorpWatch]</p> <p>Tipo de infracción: Derrames de depósitos de combustible a cuerpos de agua superficial cercanos a una plataforma de un pad de pozos para explotar yacimientos no convencionales en la localidad de Jiaoshizhen, provincia de Sichuan. Según los pobladores locales que habitan en el sitio cercano a la facilidad, afirman que estos cuerpos superficiales han cambiado su color y al acercarse huelen a diesel. (Declaraciones dadas por Tian Shiao Yung, un granjero residente en esta localidad).</p> <p>Causa: Explosión en las facilidades de producción del campo.</p>	<p>https://corpwatch.org/article/sinopec-fracking-china-turns-deadly</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	POSIBLES RIESGOS Y AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEARSE EN EL PAÍS EL LLAMADO FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO O FRACKING PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES		
	Código	Versión: 2.1	Página 190 de 92

Referencia: Chloe Sher & Cary Wu (2018) Fracking in China: Community Impacts and Public Support of Shale Gas Development, Journal of Contemporary China, 27:112, 626-641.


Tipo de infracción: En un estudio realizado mediante entrevistas extensas a 9 pobladores en la Provincia de Xinchang (provincia de Sichuan) y 8 pobladores de Jiaoshi (provincia de Chongqing), en donde a febrero de 2018 reportan 79 y 250 pozos que explotan yacimientos no convencionales en cada una de estas provincias, respectivamente, 15 de 17 personas entrevistadas, y que residían entre 50 a 100 metros de distancia de los pozos, y que cuentan con pozos y aljibes para consumo doméstico y agropecuario, manifestaron que tiempo transcurrido de la puesta en marcha de estos pozos petroleros, en sus puntos de agua subterránea evidenciaron que el agua de sus estructuras cambiaron el color de sus agua a color negro, teniendo como antecedente que con antelación al desarrollo de las actividades de exploración y producción de YNC, sus puntos no presentaban alteraciones abruptas en la coloración de sus aguas a boca de pozo, lo que sugiere, sin ser prueba fehaciente, contaminación del agua; de este grupo en particular, varios pobladores, (sin mencionar un número), manifestaron que estos problemas se debían a la naturaleza kárstica de las formaciones geológicas que suministraban el agua subterránea, versión que fue dada por la Autoridad Ambiental, una vez efectuaron el sellamiento de los pozos.

Adicional a esta sospecha de contaminación de aguas, los entrevistados también reportaron racionamientos de agua en un total de 42 ocasiones, manifestando el desecamiento de sus captaciones. Varios entrevistados manifestaron que la falta de agua en los cultivos de maíz afectó la producción de esta planta cereal.

Además de impactos al recurso hídrico, en el estudio de los investigadores también reportan impactos al aire, por ruido y a la calidad de los suelos: Una pareja de esposos de una familia que reside a 50 metros de un pozo manifestaron sentirse mareados por olores a gas emanados de la plataforma de perforación. Por otro lado, un tendero que residía a 200 metros de otro pozo, reportó que no pudo dormir cuando la perforación del pozo petrolero estaba en curso dada la intensa actividad exploratoria en la Provincia. Además, propietarios de la tierra que arrendaron sus predios a las Compañías interesadas en el desarrollo de la operación, cuando esta les fue devuelta, manifestaron que no pudieron recultivar sus tierras, pues su fertilidad se redujo debido a que la estructura del suelo fue bruscamente modificada y el tope de los suelos fueron removidos, se presentó compactación del suelo y aunque intentaron volver a cultivar maíz, estas cosechas no fueron fructíferas.

Como medidas de mitigación y compensación, en este estudio también se establece que el Gobierno Chino ha construido tuberías de conducción de aguas desde reservorios a los sitios de este par de provincias donde se presenta escasez de agua, se han excavado reservorios adicionales para coleccionar aguas lluvias y se han provisto de tanques de almacenamiento de agua en las casas de los


<https://doi.org/10.1080/10670564.2018.1433591>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	POSIBLES RIESGOS Y AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEARSE EN EL PAÍS EL LLAMADO FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO O FRACKING PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES		
	Código	Versión: 2.1	Página 191 de 92

pobladores que manifestaron afectaciones a causa de pozos de YNC. Los habitantes locales también han manifestado que el Gobierno Chino ha respondido a tiempo proveyendo fuentes alternativas para el abastecimiento de agua.

ARGENTINA

Descripción de la infracción	Fuente
<p>Referencia: El Diario de Buenos Aires (2015)</p> <p>Tipo de infracción: Derrame de crudo en facilidades de producción cercanas al asentamiento mapuche Campo Maripe, dedicado a la producción de yacimientos no convencionales de la Formación Vaca Muerta entre las Provincia de Neuquén y Loma Campana. La Comunidad Mapuche del Lof Campo Maripe denunció en febrero de 2015 a la sociedad YPF-Chevron, el cual fue dado a conocer en un comunicado de la Confederación Mapuche de Neuquén. Esta comunidad indígena tiene una guardia ambiental que aparece ante cada derrame o explosión provocada por YPF en sus tierras y acusan a la Compañía de que al usar las llamadas “mantas oleofilicas de pluma de pollo”, que son fabricadas con el objeto de absorber los repetidos casos de derrame, poco absorben y controlan, y que representan un nuevo problema ambiental pues el desprendimiento de estas plumas al ingerirlas las cabras y vacas de la comunidad ha provocado su envenenamiento, lo que suma más drama al existente. A pesar de todo lo anterior, no se pudo evidenciar en la Referencia que estos derrames hayan alcanzado cuerpos de agua superficiales y acuíferos.</p> <p>Además de los problemas de derrames, la comunidad manifiesta impactos a sus vías por el intenso tráfico de los campos cercanos a sus casas, incendios, venteos de gas no autorizados y accidentes en el traslado de desechos.</p>	<p>http://www.eldiariodebuenosaires.com/2015/02/12/la-comunidad-mapuche-campo-maripe-denuncia-a-ypf-por-mas-derrames-de-petroleo/</p>
<p>Referencia: Última frontera: políticas públicas, impactos y resistencia al fracking en América Latina. Autores: Alianza Lationamericana contra el Fracking, Amigos de la Tierra y Fundación Heinrich Böll Cono Sur, (2016).</p> <p>Sucesos: en septiembre de 2014 en la comunidad mapuche Campo Maripe en la Provincia de Loma Campana hubo una fuga de gas debido a la presión, que rompió el caño principal de un pozo (casing) de YNC, obligando a suspender todas las operaciones en el área. Miembros de la comunidad denuncian que las empresas involucradas no respetan las condiciones mínimas de seguridad para sus trabajadores -que ya provocó la muerte de un operario- y alertan sobre el riesgo de</p>	<p>https://aida-americas.org/sites/default/files/publication/informe_regional_ultima_frontera_alff_0.pdf</p>

 CONTRALORÍA <small>GENERAL DE LA REPÚBLICA</small> Contraloría Delegada Sector Medio Ambiente	Macroproceso:	Proceso:	
	POSIBLES RIESGOS Y AFECTACIONES AMBIENTALES AL EMPLEARSE EN EL PAÍS EL LLAMADO FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO O FRACKING PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES		
	Código	Versión: 2.1	Página 192 de 92

contaminación de fuentes de aguas superficiales y subterráneas. A pesar de todo lo anterior, no se pudo evidenciar en la Referencia que estos derrames hayan alcanzado cuerpos de agua superficiales y acuíferos.

En este Informe se da cuenta de varios sucesos adicionales de interés: (I). Explosiones: en julio de 2013 se incendió un pozo de gas de arenas compactas de la empresa Pluspetrol en una zona urbana de Plottier (Neuquén), el que fue apagado cinco días después. También explotó un pozo de gas de arenas compactas de la empresa YPF en una zona rural de Allen (Río Negro) en 2014. (II). Pérdida de elementos radioactivos: En dos ocasiones se extraviaron pastillas radioactivas dentro de pozos no convencionales, que son utilizadas para hacer exploraciones al interior de la roca (perfilado del pozo). En mayo de 2014 fue por responsabilidad de Halliburton en el yacimiento Cerro Hamaca (YPF) y al mes siguiente en el yacimiento Aguada Pichana operado por Total. Tras los accidentes ambos pozos fueron sellados. (III). Basureros petroleros: con la extracción de hidrocarburos no convencionales se han multiplicado los desechos en basureros petroleros, que implican riesgos de contaminación de aire y suelo en las principales ciudades de la zona, además de derrames y accidentes en los traslados de estos desechos.

Finalmente, la legislación ambiental también fue puesta en jaque por el avance del fracking. El caso más representativo es la fracturación al interior del Área Natural Protegida Auca Mahuida por parte de la empresa francesa Total. Estas operaciones vulneran directamente el objetivo de creación del Área que es la conservación de la flora y fauna de una porción de la estepa patagónica.

Fuente: Los Autores con base en las fuentes mencionadas

REFERENCIAS

- Abdalla, C. D. (2011, Marzo). *Our Energy Policy: Marcellus Shale Gas Well Drilling: Regulations to Protect Water Supplies in Pennsylvania - Penn State Extension* - . Recuperado en Marzo 28, 2018, de http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2013/10/marcellus_regulations_fact_sheet1.pdf
- Advanced Resources International Inc. (ARI) (Mayo, 2013). *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. Prepared for U.S. Energy Information Administration (Junio, 2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Recuperado el 6 de Marzo de 2018 de <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>
- AER, Alberta Energy Association. (1990). *Directive 009: Casing Cementing Minimum Requirements*. Recuperado en Marzo 23, 2018, de <https://www.aer.ca/documents/directives/Directive009.pdf>
- AER, Alberta Energy Regulator. (2012). *Hydraulic Fracturing - Rules and Directives* - . Recuperado en Marzo 21, 2018, de <http://www.aer.ca/rules-and-regulations/by-topic/hydraulic-fracturing>
- AER, Alberta Energy Regulator (AER). (2013, Mayo 21). *Directives - ERCB Directive 083: Hydraulic Fracturing - Subsurface Integrity* - . Recuperado en Marzo 22, 2018, de <https://www.aer.ca/documents/directives/Directive083.pdf>
- AER, Alberta Energy Regulator. (2015). *Report of incidents of the oil and gas industry in the Province of Alberta - Canada*. Recuperado de <http://www1.aer.ca/compliancedashboard/incidents.html>
- Alianza Lationamericana contra el Fracking, Fundación Heinrich Böll Cono Sur y Amigos de la Tierra Europa, (2016). Políticas públicas, impactos y resistencia al fracking en América Latina. *Informe Regional Última frontera*. Recuperdo de https://aida-americas.org/sites/default/files/publication/informe_regional_ultima_frontera_alff_0.pdf
- Alonso, S. (Octubre 16, 2014). Panorama actual y perspectivas de la regulación ambiental de la explotación de los hidrocarburos en la Argentina. Recuperado en Marzo 12, 2018, de Raskovsk y asociados: <http://raskovskyasociados.com.ar/blog/?p=238>
- ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos (Colombia). (2011, Noviembre). Información Geológica y Geofísica - Estudios Integrados y Modelamientos - Presentaciones - Póster Técnico. Recuperado en Abril 6, 2018, de <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Valoraci%C3%B3n%20del%20potencial%20exploratorio%20de%20CBM%20en%20la%20cuenca.pdf>
- ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos (Colombia). (2016a, Diciembre 21). Asignación de áreas - Contratos E&P y TEAS firmados. Recuperado en Abril 5, 2018, de <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Contratos%20EP%20y%20TEAS%20firmados/CTO%20ADICIONAL%20EyP%20LA%20LOMA.PDF>
- ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos (Colombia). (2016b, Diciembre 23). Asignación de áreas - Contratos E&P y TEAS firmados. Recuperado en Abril 5, 2018, de <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Contratos%20EP%20y%20TEAS%20firmados/CTO%20EyP%20CR%202.pdf>
- ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2016c, Diciembre 22). Asignación de áreas, contratos EyP y TEAS firmados. Recuperado en Abril 6, 2018, de <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Contratos%20EP%20y%20TEAS%20firmados/CTO%20EyP%20CR%204.pdf>

- ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos. (Febrero de 2017). Mapa de Tierras. Recuperado de <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx>
- ANH - Agencia Nacional de Hidrocarburos (Colombia). (2017). Operaciones-Regalias y Participaciones - Sistema Integrado de Operaciones - Estadísticas de Producción del año 2017. Recuperado en Abril 6 , 2018, de <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>
- ANH- Agencia Nacional de Hidrocarburos (Colombia); Orlando Velandia. (2018). No Convencionales: una oportunidad para la seguridad energética y el desarrollo de capacidades locales. 7ma Colombia genera 2018, (pp. 1 - 10). Cartagena. Recuperado en Mayo 1 , 2018, de <http://www.andi.com.co/Uploads/OrlandoVelandia.pdf>
- ANLA. (2018, Junio 1). Radicación: 2018070940-2-000. Respuesta a oficio con radicación en la ANLA, 2018061376-1-000 de 18 de mayo de 2018. Solicitud de información sobre exploración y explotación de yacimientos hidrocarburos no convencionales YHNC. Bogotá D.C., Cundinamarca, Colombia.
- Becker, G. (Mar--Apr., 1968). Crime and punishment: an economic approach. *Journal of Political Economy*. *The University of Chicago Press*. 76(2), pp. 169-217. Recuperado de https://www.jstor.org/stable/1830482?seq=1#page_scan_tab_contents
- Brantley, SL; Yoxtheimer, D; Arjmand, S; Grieve, P; Vidic, R; Pollak, J; Llewellyn, GT; Abad, J; Simon, C. (2014). Water resource impacts during unconventional shale gas development: The Pennsylvania experience. *International Journal of Coal Geology* 126. pp. 140-156. doi.org/10.1016/j.coal.2013.12.017. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S016651621300284X?via%3Dihub>
- Canacol Energy Ltd . (2017, Agosto 14). Actualización operacional -Canacol Energy Ltd. Completa Prueba en Pozo de Crudo Picoplata 1 en Colombia-. Recuperado el 6 de Abril 6 de 2018, de <http://www.canacolenergy.com/i/pdf/nr-esp/Agosto-14-2017-Actualizacion-Operacional.pdf>
- Canadian Water Network. (2015, Octubre). *Unconventional Wastewater Management: A Comparative Review and Analysis of Hydraulic Fracturing Wastewater Management Practices Across Four North American Basins*. Recuperado en Marzo 28, 2018, de <http://www.cwn-rce.ca/assets/resources/pdf/Hydraulic-Fracturing-Research-Reports/Goss-et-al.-2015-CWN-Report-Unconventional-Wastewater-Management.pdf>
- CAPP - Canadian Association of Petroleum Producers. (2014). *Basic Statistics*. Recuperado de <https://www.capp.ca/publications-and-statistics/statistics/>
- ConocoPhillips. (2018, Enero). Nuestras operaciones - VMM3. Recuperado en Abril 6, 2018, de <http://www.conocophillips.com.co/es/nuestras-operaciones/vmm-3/>
- COGCC, Colorado Oil and Gas Conservation Commission. (2014). Risk-based inspections: Strategies to address environmental risk associated with oil and gas operations. (COGCC-2014-PROJECT #7948). Denver, CO. <https://cogcc.state.co.us/Announcements/RiskBasedInspection/RiskBasedInspectionStrategy.pdf>.
- Considine, T; Watson, R; Considine, N; and Martin, J. (2012). Environmental Impacts During Marcellus Shale Gas Drilling: Causes, Impacts, and Remedies. Report 2012-1. *Buffalo, NY: Shale Resources and Society Institute*. Recuperado de

Environmental%20Impact%20Report%202012.pdf y/o

<https://www.velaw.com/UploadedFiles/VEsite/E-comms/UBSRSI-EnvironmentallImpact.pdf>

CPU, Cape Breton University & Verschuren Centre for Sustainability in Energy and Environment. (2015, Octubre). *Discussion Paper: Hydraulic Fracturing - Understanding the General Regulatory Issues*. Recuperado en Marzo 21, 2018, de <https://www.cbu.ca/wp-content/uploads/2015/10/Hydraulic-Fracturing-Understanding-the-General-Regulatory-Issues.pdf>

c&en -By Free Feng-. (Enero 19, 2015). China Backpedals On Shale Gas [Imagen]. *Chemical and Engineering News. Volume 93 Issue 3* (pp. 22-23). Recuperado el 30 de Marzo de 2018, de <https://cen.acs.org/articles/93/i3/China-Backpedals-Shale-Gas.html>

Dazhong, D., Caineng, Z., Jinxing Dai, S. H., Junwei, Z., Jianming, G., Yuman, W., . . . Zhen, Q. (2016). Fig. 2. Distribution of shale gas exploration and development blocks in China [Image] Suggestions on the development strategy of shale gas in China. *Journal of Natural Gas Geoscience* (1), 413-423. Recuperado de https://ars.els-cdn.com/content/image/1-s2.0-S2468256X16300815-gr2_lrg.jpg en <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2468256X16300815>

El Diario de Buenos Aires. (Febrero 12, 2015) La Comunidad Mapuche Campo Maripe denuncia a YPF por más derrames de petróleo. Recuperado de <http://www.eldiariodebuenosaires.com/2015/02/12/la-comunidad-mapuche-campo-maripe-denuncia-a-ypf-por-mas-derrames-de-petroleo/>

Elbel, J., & Britt, L., 2000, Fracture treatment design, in Economides, M.J., and Nolte, K.G., eds., *Reservoir stimulation: West Sussex, England, John Wiley and Sons, LTD*, p. 10-1– 10-50.

Esquivel, R. (Julio, 2015). Marco de la Política Ambiental Provincial para el Desarrollo Hidrocarburífero Sostenible en la Provincia del Neuquén. *Secretaría de Hacienda de la Provincia de Neuquén. XXXIII Reunión Plenaria del Foro Permanente de Direcciones de Presupuesto y Finanzas de la República Argentina*. Recuperado el 23 de Marzo de 2018, de http://www.haciendanqn.gob.ar/archivos/7574_Esquivel_-_Medio_Ambiente_Hidroc_-_Foro_Nqn_2015.pdf

EY (Ernst & Young). (2015, Marzo 3). *Public Reports (BCOGC) - Review of British Columbia's hydraulic fracturing regulatory framework* - . Recuperado en Marzo 2018, 22, de <https://www.bcogc.ca/review-british-columbia%E2%80%99s-hydraulic-fracturing-regulatory-framework>

FRACKTRACKER Alliance. (May 1, 2013) The US Map of Suspected Well Water Impacts. *Data and Analysis, Events and Announcements, Feature / by Matt Kelso, BA* [Images]. Recuperado de <https://www.fracktracker.org/2013/05/v1wellimactsmap/>

Gallegos, T., Varela, B., Haines, S., & Engle, M. (2015). Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications. *Water Resources Research* 51(7), 5839-5845. doi: 10.1002/2015WR017278

GAO - United States Government Accountability Office. (Septiembre, 2012). Oil and Gas, Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks. *Highlights of GAO-12-732, a Report to Congressional Requesters*. Recuperado de <https://www.gao.gov/assets/650/647791.pdf>

Gobernación de Neuquén. (2014, Marzo 17). *Fracking center*. Proyecto de Ley 8474 - Expediente E-009/ 14 de la Provincia de Neuquén sobre la protección, mejoramiento y defensa del ambiente y para el uso eficiente de los recursos, la prevención y reducción de impactos y riesgos derivados de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Recuperado en Marzo 9, 2018, de <http://fracking.center-hre.org/wp-content/uploads/2014/04/Proyecto8474.pdf>

- Goss, G. et al. (Octubre, 2015). Unconventional Wastewater Management: A Comparative Review and Analysis of Hydraulic Fracturing Wastewater Management Practices Across Four North American Basins [Images]. *Final CWN (Canadian Water Network) Report. University of Alberta & Canadian Water Network.*
- Guangdong Price Bureau. (2010). *Sewage treatment costs in 2009 and 2010.*
- Guo, M., Xu, Y., & Chen, Y. (Enero 9, 2014). Fracking and pollution: can China rescue its environment in time? *Environ. Sci. Technol.* 48 (2). pp 891-892 [Image]. *American Chemical Society.* DOI: 10.1021/es405608b. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/259644252_Fracking_and_Pollution_Can_China_Rescue_Its_Environment_In_Time
- Guo, M., & Xu, Y. C. (2017). Catching environmental noncompliance in shale gas development in China and United States. *Resources, Conservation and Recycling* 121. pp 73-81. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2015.12.001>. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921344915301488?via%3Dihub>
- Hansia, F. (24 de abril de 2014). Sinopec Fracking In China Turns Deadly [Entrada de blog CorpWatch] Recuperado de <https://corpwatch.org/article/sinopec-fracking-china-turns-deadly>
- IDEAM. (2014). *Estudio Nacional del Agua.* Informe de Resultados , Bogotá D.C.
- INGEOMINAS. (2004). *Programa de exploración de aguas subterráneas.* Bogotá D.C.
- IEA, International Energy Agency. (2011). Are We Entering A Golden Age of Gas? *World Energy Outlook Special Report.* Paris, France. (<http://www.iea.org/weo/>) Recuperado de https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011_GoldenAgeofGasReport.pdf
- IEA, International Energy Agency. (2012). Golden Rules for a Golden Age of Gas. *World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. Resumen Ejecutivo.* Paris, France. (<http://www.iea.org/weo/>) Recuperado de https://www.iea.org/media/publications/weo/Golden_Rules_ES_Spanish_WEB.pdf
- Krupnick, A., Wang, Z., & Wang, Y. (2014). Environmental risks of shale gas development in China. *Energy Policy* 75, pp. 117 - 125. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.07.022>. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421514004509?via%3Dihub>
- Lauri, C. (s.f.). Fractura Hidráulica. *Dpto. de Estudios, Dirección de Estudios, Secretaría de Minería e Hidrocarburos, Gobierno de la Provincia de Neuquén.* Recuperado en de <https://es.scribd.com/document/262420450/Fractura-Hidraulica>
- Legislatura de la Provincia de Neuquén. (2010) Ley 2735: Certificado de Aptitud Ambiental de la Actividad Hidrocarburífera. Recuperado en Marzo 9, 2018, de <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/arg153331.pdf>
- Legislatura de la Provincia de Neuquén. (1991, Febrero 1). *CEAN, Centro de Agricultura Aplicada de Neuquén.* Recuperado en Marzo 9, 2018, de principios rectores para la preservación, conservación, defensa y mejoramiento del ambiente en todo el territorio de Neuquén: <http://www.cean.gob.ar/wp-content/uploads/2016/05/leypcial1875-decreto2656-leyt.o.2267.pdf>.
- Li, J. Z. (2011). Analysis on the factors of affecting on pollution emission automatic monitoring data validity. *Environmental Analysis and Assessment* (27), 48-52.
- LGWRC - Louisiana Groundwater Resources Commission. (Marzo 15, 2012). Managing Louisiana's Groundwater Resources With Supplemental Information on Surface Water Resources: An Interim Report to the Louisiana Legislature. *Louisiana Ground Water Resources Commission Issued Water*

Mangement Report. State of Louisiana Department of Natural Resources. Recuperado el 3 de Abril de 2018, de <http://dnr.louisiana.gov/index.cfm?md=pagebuilder&tmp=home&pid=907>

Ministerio de Justicia y Derechos Humanos - Presidencia de la Nación. (1967, Junio 23). *InfoLEG - Ley 17.319 de 1967 de la Presidencia de la República de Argentina: Ley de Hidrocarburos*. Recuperado en Marzo 8, 2018, de Información Legislativa: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/15000-19999/16078/texact.htm>

Ministerio de Medio Ambiente, Urbanismo y Vivienda. (1992, Noviembre 26). *Argentina Ambiental*. Recuperado en Marzo 9, 2018, de Decreto 437/93 - Evaluación ambiental de la industria petrolera - : <http://argentiniambiental.com/legislacion/nacional/decreto-43793-evaluacion-ambiental-la-industria-petrolera/>

MEP, Ministry of Environmental Protection of China. (2006). *Environmental Policies - Hazardous Chemicals Management*. Recuperado en Marzo 8, 2017, de Amendment on the List of Toxic Chemicals Severely Restricted on Import and Export in China: http://english.sepa.gov.cn/inventory/toxic_chemicals/200712/t20071212_114144.shtml

MEP, Ministry of Environmental Protection of China. (2008). *The Ecological and Environmental Protection on the "Belt and Road": China's Main Documents, Laws and Regulations on Environmental Protection (2016)*. Recuperado en Marzo 11, 2017, de Law on the Prevention and Control of Water Pollution: http://english.sepa.gov.cn/Resources/laws/environmental_laws/201712/P020171212587967385688.pdf

MEP, Ministry of Environmental Protection of China . (1989, Julio 2010). *Resources - Laws* . Recuperado en Marzo 8, 2017, de Provisions on the Administration of the Prevention and Control of Pollution in Protected Areas for Drinking Water Sources: <http://english.sepa.gov.cn/Resources/laws/>

MEP, Ministry of Environmental Protection of China. (2011). *National Plan for Ground Water Pollution Prevention and Control (2011–2020)*. Beijing, China. Chinese only version en <http://chinawaterrisk.org/research-reports/national-groundwater-pollution-prevention-and-control-plan-2011-2020/>

Minkow, D. (2017, Abril 6). *Desmog Canada - What You Need to Know About Fracking In Canada* -. Recuperado en Marzo 13, 2018, de <https://www.desmog.ca/2017/04/06/what-is-fracking-in-canada>

Ni, Y. (2010). Problems and suggestions in the operation of the pollution sources. *Journal of Environmental Science* , 19 - 22 .

Nicot, J & Scanlon, B. (2012). Water use for shale-gas production in Texas. U.S. *Environmental Science Technology* (46), 3580–3586. Recuperado de <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.362.4944&rep=rep1&type=pdf>

Notte, C. (2014) Reducing produced water leaks and spills by improving industry compliance in British Columbia's natural gas sector. (Capstone Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Public Policy) School of Public Policy Faculty of Arts and Social Sciences. SIMON FRASER UNIVERSITY. Recuperado de <http://summit.sfu.ca/item/14030>

OFFICE PARLEMENTAIRE D'ÉVALUATION DES CHOIX SCIENTIFIQUES ET TECHNOLOGIQUES. (November 27, 2013). Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels. *SENAT*. Recuperado de SENAT, Francia: <https://www.senat.fr/rap/r13-174/r13-1741.pdf>

OIGI, Oil and Gas Info. (2018). Oil and gas operations, including hydraulic fracturing or fracking, are strictly regulated in Canada. Oil and gas exploration, development and production activities are governed by

legislation, regulations and/or guidelines. *All about fracking -Regulator -*. Recuperado en Marzo 20, 2018, de <https://oilandgasinfo.ca/all-about-fracking/regulatory/>

OPSC, The Office of the Pollution Source Census (2007). The notice of issuing “The technical regulations of industrial sources and centralized protection and treatment facilities census” and other six regulations. *Beijing, China*.

Otálvaro, L. (2018). Las aguas subterráneas en la política nacional para la gestión integral del recurso hídrico. *I Congreso Internacional de Hidrogeología*, (pp. 7 - 22). Bogotá D.C.

Patterson L et al. (2016). Unconventional Oil and Gas Spills: Risks, Mitigation Priorities, and State Reporting Requirements. *Environ. Sci. Technol.*, 2017, 51 (5), pp 2563–2573. DOI: 10.1021/acs.est.6b05749. Recuperado de <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.est.6b05749>

Poder Ejecutivo Provincial de Mendoza. (2008, Febrero 7). *Argentina Ambiental - Decreto 170/08 – Hidrocarburos. Evaluación de Impacto Ambiental -*. Recuperado en Marzo 9, 2018, de <http://argentinambiental.com/legislacion/mendoza/decreto-17008-hidrocarburos-evaluacion-impacto-ambiental/>

Poder Legislativo Provincial de Neuquén. (2008, Agosto 29). *Microjuris - Inteligencia jurídica*. Recuperado en Marzo 9, 2018, de Ley 2600: medidas de resguardo y protección ambiental en el ámbito de las actividades hidrocarburíferas: <https://aldiaargentina.microjuris.com/2017/07/05/ambiental-hidrocarburos-provincia-del-neuquen-medidas-de-resguardo-y-proteccion-ambiental-empresas-certificado-de-aptitud-ambiental-de-la-actividad-hidrocarburifera-obligatoriedad/>

Rahm, D. (2011). Regulating hydraulic fracturing in shale gas plays: the case of Texas. *Energy Policy* 39(5), pp 2974–2981. Recuperado de <https://ideas.repec.org/a/eee/enepol/v39y2011i5p2974-2981.html>

Rivard, C., Lavoie, D., Lefebvre, R., Séjourné, S., Lamontagne, C., & Duchesne, M. (Junio 1, 2014). An overview of Canadian shale gas production and environmental concerns, *Int. J. Coal Geol [Images]. International Journal of Coal Geology* 126, [64-76]. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.12.004>. Recuperado de http://www.atlanticaenergy.org/pdfs/natural_gas/Community/Overview%20of%20Canadian%20shale%20gas%20production_Rivard_IJCG_2014.pdf

Scanlon, B., Reedy, R. & Nicot, J. (2014). Will water scarcity in semiarid regions limit hydraulic fracturing of shale plays? *Environmental Research Letters* 9. 124011 (14 pp). doi:10.1088/1748-9326/9/12/124011. Recuperado de <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/9/12/124011/pdf>

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Territorial de la Provincia de Mendoza . (2018, Marzo 9). → *Decreto reglamentario para la evaluación de impacto ambiental para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales* . Recuperado en Marzo 13 , 2018 , de <http://www.prensa.mendoza.gov.ar/wp-content/uploads/sites/5/2018/03/Presentacion-DECRETO-.pdf>

Sher, C. & Wu, C. (Febrero 19, 2018). Fracking in China: Community Impacts and Public Support of Shale Gas Development. *Journal of Contemporary China* 27(112), pp. 626-641. doi.org/10.1080/10670564.2018.1433591. Recuperado de <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/10670564.2018.1433591>

SIAC - Sistema de Información Ambiental Colombiano - . (2017). *Geovisor - Catálogo de mapas (shapes)* . Recuperado en Abril 5, 2018, de <http://www.siac.gov.co/catalogo-de-mapas>

Smakhtin, V., Revenga, C. & Döll, P. (Septiembre, 2004). A pilot global assessment of environmental water requirements and scarcity. *Water International Journal* 29(3). pp 307 - 317. *International Water Resources Association*. <https://doi.org/10.1080/02508060408691785>. Recuperado de <http://rydberg.biology.colostate.edu/bz580/readings/5%20->

%20Environmental%20flow%20methods/Smakhtin%20etal%202004%20Envtl%20Water%20Requirements.pdf

- Subsecretaría de Ambiente de la Provincia de Neuquén. (2012, Agosto 13). *Decreto provincial 1483 de 2012 de la Gobernación de la Provincia de Neuquén: normas y procedimientos para exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales*. Recuperado en Marzo 9, 2018, de <https://ambiente.neuquen.gov.ar/>
- Taillant, J. D., Valls, M., D'Angelo, M. E., & Headen, C. a. (2013). Fracking Argentina. Informe Técnico y Legal sobre la Fracturación Hidráulica en Argentina. *Cordoba, Argentina: Centro de Derechos Humanos y Ambiente (CEDHA) & ECOJURE*. Recuperado de <https://es.slideshare.net/delDespojoCmicas/fracking-argentina-informe-tecnico-y-legal-sobre-la-fracturacin-hidraulica-en-argentina>
- TCEQ, Texas Commission on Environmental Quality. (2012). *Report Form of Surface Water Used*. Recuperado de <http://www.tceq.texas.gov/assets/public/permitting/forms/10316> (https://www.tceq.texas.gov/assets/public/permitting/forms/annual_report_instructions1.pdf)
- Tong, L., Zhou, X., & Haisheng, L. (n.d.). Environmental Impacts of Shale Gas Development in China and Recommendations on Management of their Environmental Impact Assessment. *Appraisal Center For Environment and Engineering, MEP of China*. Recuperado en de <http://conferences.iaia.org/2013/pdf/Final%20papers%20review%20process%2013/Environmental%20Impacts%20of%20Shale%20Gas%20Development%20in%20China%20and%20Recommendations%20on%20Management%20of%20their%20Environmental%20Impact%20Assessment.pdf>
- U.S. EIA, Energy Information Administration and Advanced Resources International Inc. (ARI). (2013, Junio). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Retrieved Marzo 6, 2018, from <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>
- U.S. EIA, Energy Information Administration (Febrero 13, 2015). Shale gas and tight oil are commercially produced in just four countries. *Today In Energy*. Recuperado el 6 de Marzo de 2018, de <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=19991>
- U.S. EPA, Environmental Protection Agency. (1980). *40 CFR Part 146, Underground Injection Control Program: Criteria and Standards*. Columbia, Washington: U.S. Government Printing Office. Recuperado de <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-146>
- U.S. EPA, Environmental Protection Agency Program. (1983a). *40 CFR Part 144, Underground Injection Control*. Columbia. Washington: Government Printing Office. Recuperado de <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-144>
- U.S. EPA, Environmental Protection Agency. (1983b). *40 CFR Part 145, State UIC Program Requirements*. U.S. Columbia. Washington, DC: Government Printing Office. Recuperado de <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-145>
- U.S. EPA, Environmental Protection Agency. (2011b). *Fact Sheet: EPA Initiates Rulemaking to Set Discharge Standards for Wastewater de Shale Gas Extraction*.
- U.S. EIA, Energy Information Administration (U.S. EIA) (Junio, 2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Recuperado el 6 de Marzo de 2018, de <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>
- U.S. EPA, Environmental Protection Agency. (2015). *Unconventional Extraction in the Oil and Gas Industry*.

- U.S. EPA (U.S. Environmental Protection Agency). (2015c). Review of state and industry spill data: Characterization of hydraulic fracturing-related spills [U.S. EPA Report]. (U.S. EPA/601/R-14/001). Washington, DC: Office of Research and Development. <http://www2.epa.gov/hfstudy/review-state-and-industry-spill-data-characterization-hydraulicfracturing-related-spills-1>.
- U.S. EPA. Environmental Protection Agency. (Diciembre, 2016). Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts de the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States (Executive Summary). *Washington, DC*. (50 pp) EPA/600/R-16/236ES. www.epa.gov/hfstudy. Recuperado de https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-12/documents/hfdwa_executive_summary.pdf
- Van Meter, D. & Van Horn, C.. (1975). The policy implementation process: A conceptual framework. *Administration & Society*, 6(4), pp. 445–488. doi.org/10.1177/009539977500600404. Recuperado de <http://journals.sagepub.com/doi/pdf/10.1177/009539977500600404>
- Wilson, S. (2014 , Mayo). Improving the regulation of fracking wastewater disposal in BC. *Environmental Law Centre, University of Victoria* . Recuperado en Marzo 21, 2018, de: http://www.elc.uvic.ca/press/documents/2014-01-04-ELC-Report_ImprovingFrackingWastewaterDisposalRegulation.pdf
- WRI - World Resources Institute. (2014). *Water Stress Magnifies Drought's Negative Impacts throughout the United States* [Mapa]. Recuperado el 3 de Abril de 2018, de http://wriorg.s3.amazonaws.com/s3fs-public/uploads/us_water_stress_map.png a través de <http://www.wri.org/blog/2014/04/water-stress-magnifies-drought%E2%80%99s-negative-impacts-throughout-united-states>

NORMAS JURÍDICAS REPÚBLICA DE COLOMBIA

- ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos. (26 de marzo de 2014). Consideración 6, Artículos 40.2, 40.4, 46, 54. *Acuerdo Número 03 de 2014, por el cual se adiciona el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales, y se dictan disposiciones complementarias*. DO: No. 49.111 de 2 de abril de 2014. Recuperado de http://servicios.minminas.gov.co/compilacionnormativa/docs/acuerdo_anh_0003_2014.htm
- ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2013). Numeral 4. Artículo 46: Acreditación de Capacidad Medioambiental. (n.d.). ANH: *EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS PROVENIENTES DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, TÉRMINOS PARTICULARES*. Recuperado de http://www.anh.gov.co/en-us/Documents/Noticias%20ANH/Proyecto_Terminos_Particulares_20_11_13.pdf
- Congreso de Colombia. (24 de abril de 2012). Artículo 42. *Ley 1523 de 2012, por la cual se adopta la política nacional de gestión del riesgo de desastres y se establece el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres y se dictan otras disposiciones*. DO: No. 48.411. Recuperado de http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1523_2012.html
- Departamento Administrativo de la Presidencia de la República. (20 de diciembre de 2017). Artículo 2.3.1.5.1.1.2, Artículo 2.3.1.5.1.2.1, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, Artículo 2.3.1.5.2.1.2, Artículo 2.3.1.5.2.6.1, Artículo 2.3.1.5.2.8.1, Artículo 2.3.1.5.2.9.1, Artículo 2.3.1.5.3.2. *Decreto Número 2157 de 20 DIC 2017, por medio del cual se adoptan directrices generales para la elaboración del plan de gestión del riesgo de desastres de las entidades públicas y privadas en el marco del artículo 42 de la ley 1523 de 2012*. Recuperado de <http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%202157%20DEL%2020%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202017.pdf>

- MADS, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (20 de marzo de 2014). Consideraciones, Numerales 4.1, 4.2, 5.1.2, 5.3.4, 6.1, 6.2, 7.1, 7.2, 7.3, 7.7, 7.9. *Resolución 0421 de 2014, por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones. (Anexo 3. Términos de Referencia y Requerimientos Complementarios para el Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental para la Actividad de Exploración de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales)*. Recuperado de <http://www.leyex.info/leyes/Resolucionmadr421de2014.htm>
- MADS, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (17 de marzo de 2015). Artículo 11. *Resolución 631 de 2015, por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones*. DO: No. 49.486 de 18 de abril de 2015. Recuperado de http://servicios.minminas.gov.co/compilacionnormativa/docs/resolucion_minambientes_0631_2015.htm
- MADS, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (16 de enero de 2018). Artículos 5, 6, 7. *Decreto 050 de 16 ENE 2018, por el cual se modifica parcialmente el Decreto 1076 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible en relación con los Consejos Ambientales Regionales de la Macrocuenca (CARMAC), el Ordenamiento del Recurso Hídrico y Vertimientos y se dictan otras disposiciones*. Recuperado de <http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%2050%20DEL%2016%20ENERO%20DE%202018.pdf>
- MME, Ministerio de Minas y Energía. (2 de septiembre de 2009). Artículos 6, 15, 21, 22, 23, 51, 52. *Resolución Número 18 1495 de 02 SEP 2009, por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos*. Recuperado de <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Resoluci%C3%B3n%2018%201495%20de%202009.pdf>
- MME, Ministerio de Minas y Energía. (5 de enero de 2010). Capítulos II, III, IV. Artículos 17, 19, 25, 41, 43. Apéndice I. *Resolución Número 18 0005 de 05 ENE 2010, por la cual se adopta el Reglamento para la gestión de los desechos radiactivos en Colombia*. Recuperado de https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23931303/RES180005_2010.pdf/056063f3-298a-4b68-9999-53113d137d03
- MME, Ministerio de Minas y Energía. (16 de mayo de 2012). Artículo 42. *Resolución 18 0742 de 16 MAY 2012, por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales*. Recuperado de <https://redjusticiaambientalcolombia.files.wordpress.com/2014/09/resolucion-180742-de-2012-minminas.pdf>
- MME, Ministerio de Minas y Energía. (26 de diciembre de 2013). Artículo 1. *Decreto Número 3004 de 26 DIC 2013, por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales*. Recuperado de <http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Decretos/2013/Documents/DICIEMBRE/26/DECRETO%203004%20DEL%2026%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202013.pdf>
- MME, Ministerio de Minas y Energía. (27 de marzo de 2014). Capítulo I, Artículos 11, 15, 16, 17. *Resolución 9 0341 de 27 MAR 2014, por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales*. Recuperado de <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23517/22632-11325.pdf>
- SGC, Servicio Geológico Colombiano. (2017, Marzo 23). Artículos 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8. *Resolución D-149 de 2017, por la cual se determinan las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de*

exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. DO: No. 50.192 de 31 de marzo de 2017. Recuperado de <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/col169136.pdf> y/o https://srv-nor.sgc.gov.co/normograma/docs/resolucion_sgc_0149_2017.htm

SGC, Servicio Geológico Colombiano. (2017, Julio 4). Artículo 1, Modificación: Artículo 3. Transmisión de Datos. *Resolución D277 de 2017, por la cual se modifica el artículo 3o de la Resolución número D149 de 2017*. DO: No. 50.288 de 8 de julio de 2017. Recuperado de https://srv-nor.sgc.gov.co/normograma/docs/resolucion_sgc_0277_2017.htm