



Estudios Sociales
44

Uso de agua en la extracción de gas de lutitas en el noreste de México. Retos de regulación ambiental

Water use in shale gas extraction in Northeast Mexico. Environmental regulation Challenges.

*José Luis Manzanares Rivera**

Fecha de recepción: abril de 2013
Fecha de aceptación: febrero de 2014

*El Colegio de la Frontera Norte
Dirección para correspondencia: jlmanzanaresrivera@gmail.com

Resumen / Abstract

El objetivo es analizar el esquema regulatorio de protección ambiental en México ante los retos que el procedimiento de fracturación hidráulica representa para las fuentes de abastecimiento de agua potable locales. Se aplica una metodología descriptiva en el caso de Estados Unidos, país pionero en esta práctica. Los resultados sugieren que el marco regulatorio actual en México presenta barreras significativas frente al procedimiento de fracturación hidráulica, si bien su prohibición no es explícita. Las conclusiones indican que la explotación de gas de lutitas representa un grado elevado de incertidumbre por su impacto ambiental. Se deberán tomar acciones para eliminar la incertidumbre y contribuir al aprovechamiento socialmente responsable de este recurso.

Palabras clave: fracturación hidráulica, energía, gas de lutitas, regulación ambiental, gestión del agua.

The goal is to analyze the environmental regulatory protection framework in Mexico in face of the challenges that hydraulic fracturing represents for local drinking water sources. A descriptive methodology approach is applied, using the case of the U.S. as reference. The results indicate that current Mexican regulatory framework presents robust measures that highly restrict hydraulic fracturing however; given the complex nature of the process, an explicit ban hasn't been implemented. Conclusions indicate that the extraction of shale gas presents a high uncertainty level regarding its potential environmental impacts. Therefore efforts to eliminate the uncertainty should be taken to contribute to a socially responsible exploitation of this resource.

Key words: hydraulic fracturing, energy, shale gas, environmental regulation, flow-back water management.

Introducción

Recientemente el gobierno federal en México, a través de la Secretaría de Energía, ha anunciado el descubrimiento de importantes yacimientos de gas natural de lutitas conocido como gas *shale*. Se trata de un tipo de gas no convencional cuya explotación se presenta como relevante en tanto es un complemento de las fuentes de energía actualmente usadas en el país. Parte de las cuencas geofísicas identificadas con potencial productivo se encuentran en Coahuila, en la región fronteriza (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2013). Desde el punto de vista ambiental, sin embargo, el interés radica en la potencial contaminación de los recursos hídricos a consecuencia de los procesos de extracción de este gas, ya que no solo los principales procesos de extracción de este gas son intensivos en uso de agua (Nicot y Scandlon, 2012: 420), con un uso estimado, según el Instituto del Petróleo Americano (API por sus siglas en inglés) de entre 7.6 y 15 millones de litros de agua (de dos a cuatro millones de galones) (API, 2010: 5) por pozo.

Evidencia empírica mostrada en estudios como el de Kharaka y otros han documentado la posibilidad latente de contaminación de los mantos acuíferos durante el proceso de perforación (Kharak *et al.*, 2013: 421). La tecnología de extracción usada, llamada “fractura hidráulica”, emplea componentes químicos como los conocidos como componentes orgánicos volátiles (VOC por sus siglas en inglés) para facilitar la perforación de las capas de mineral que contienen el recurso, lo que implica una de las vías de contaminación.

En segunda instancia la generación de flujos de agua residual que contienen la combinación inicial de químicos para la fracturación y potencialmente trazas de substancias radioactivas como Radio 226 y Radio 228 (Haluszczak, Rose y



Kump 2013: 61), emitidas naturalmente dado el contacto con las formaciones de hidrocarburos objeto de la perforación, constituyen otra vía potencial de contaminación de las fuentes de agua locales y su manejo y tratamiento, implica un reto técnico para la infraestructura de tratamiento local.

Así, el descubrimiento de los yacimientos de gas natural no convencional de lutitas representa ambas cosas, por un lado un potencial económico en términos energéticos y, por otro, un reto ambiental para la región fronteriza cuyo impacto principal será en el manejo y utilización del agua.

La relevancia del tema surge al considerar experiencias ambientales y la percepción social de cautela vinculada al desarrollo de la industria del gas de lutitas en países como Estados Unidos (Theodori, 2012: 280) o Australia, países que tienen ya una trayectoria consolidada de explotación comercial aplicando técnicas de facturación hidráulica.

En este contexto, el trabajo tiene como objetivo hacer una revisión de la regulación vigente en México a nivel federal en materia de extracción de este tipo de recurso energético en el contexto de protección ambiental. Se toma como referencia el marco regulatorio implementado en Estados Unidos, país pionero en la tecnología de fracturación hidráulica y actual líder en la producción del gas de lutitas. Lo anterior es para configurar un escenario de riesgos potenciales en la zona fronteriza de Coahuila. El énfasis se pone en aquella regulación dirigida a mitigar los impactos sobre la calidad del agua.

El artículo está integrado por cinco secciones. La primera describe la importancia del gas de lutitas ante la creciente demanda de energéticos en el país. La segunda, plantea el papel de la industria de gas natural en México y Coahuila; la tercera desarrolla los retos para el medio ambiente. En la sección cuatro se aborda el entorno regulatorio y en la sección cinco se presentan las conclusiones.

La importancia del gas no convencional de lutitas (Shale gas)

El crecimiento demográfico y la dinámica económica nacional implican un incremento continuo en la demanda por fuentes de energía; ante esta presión constante, el aprovechamiento de nuevos yacimientos de fuentes energéticas como el gas en lutitas, recientemente explorado en la región fronteriza de Coahuila se presenta como atractivo.

Este tipo de gas en lutitas es una clase de gas natural no convencional que ha registrado un importante auge a partir de los resultados de exploración a nivel mundial en la última década. En México, los trabajos de exploración se ini-

ciaron a principios del año 2010 (Pemex, 2012: 11) lo que permitió detectar cinco provincias geológicas: Burro-Picachos-Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Chihuahua como precursoras de aceite y gas de lutitas. El primer caso se localiza en el estado de Coahuila en los municipios de Hidalgo, Juárez, Guerrero, Piedras Negras y Sabinas.

La importancia del gas natural, desde una perspectiva económica para el país, se debe a que en términos de consumo energético el gas natural es la segunda fuente que representa el 42% del consumo total (Secretaría de Energía, 2012a). Por otro lado, el país es actualmente un importador neto,¹ con volúmenes que representan una cuarta parte del total consumido² (Secretaría de Energía, 2012a).

Adicionalmente, uno de los usos principales del gas natural es la generación de energía eléctrica, que representa el 28% del consumo destinado a este fin en las centrales públicas de generación seguido por el combustóleo con 28.2% y el carbón mineral con 18.1%. Ello permite observar otro argumento sobre la relevancia de la explotación del gas en lutitas, se sustenta en que es una fuente de energía relativamente más limpia, respecto al carbón o al petróleo desde la perspectiva de la generación de emisiones de efecto invernadero al medio ambiente (Jenner y Lamadrid 2013: 444, Won-Woo, 2004: 238).

Respecto al potencial de recursos en gas de lutitas en México, estudios preliminares realizados en 2011 por la Administración de Información Energética de Estados Unidos, (EIA, por sus siglas en inglés) estiman que México es el cuarto país por la cantidad de hidrocarburos de lutitas técnicamente recuperables a nivel mundial (Energy Information Administration, 2011).

En este escenario, y bajo la premisa de aprovechar un recurso propio que se encuentra en el subsuelo nacional susceptible de ser extraído con fines comerciales, es que las actividades de exploración y evaluación de potencial de gas de lutitas en diversas regiones de la república mexicana se han intensificado recientemente (Pemex, 2013) por parte de las instituciones especializadas en el manejo energético nacional como son Petróleos Mexicanos (Pemex) a través de la División de Exploración y Producción, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) como ente de respaldo en investigación y la Comisión Nacional de Hidrocarburos

¹ No obstante, México es reconocido en el mercado mundial de energéticos por su participación como productor notable de petróleo, que lo posiciona dentro de los países productores en la última década (Secretaría de Energía, prospectiva de mercado de petróleo crudo 2010-2025: 18).

² Según estimaciones de la Secretaría de Energía, el gas natural ocupa el segundo lugar de las importaciones de energéticos secundarios solo por debajo de las gasolinas.



(CNH), como órgano regulatorio para el diseño de los proyectos de extracción y exploración derivados de la Estrategia Nacional de Energía.

Si se considera que la misión hacia el 2030 en materia energética en México plantea *asegurar un desarrollo sostenible en términos, económicos, sociales y ambientales* (Secretaría de Energía, 2007: 5) en conjunto con el potencial que tiene México para la explotación de este recurso, las acciones recientes de fomento a la explotación de los yacimientos de este tipo de gas se tornan un tema relevante, con implicaciones económicas y según la experiencia internacional, efectos ambientales controvertidos. Por lo que el análisis del marco regulatorio de protección podría ser importante para la región fronteriza de Coahuila en el corto plazo.

Desarrollo de la industria de gas no convencional de lutitas en México

En México, la explotación de gas en lutitas está en una fase todavía incipiente, no obstante, de acuerdo con Pemex, se han identificado cinco cuencas principales con potencial para explotar el gas de lutitas. Las cuencas se localizan en los estados de Chihuahua, Coahuila, Tamaulipas y Veracruz. Durante 2012 se terminaron treinta y siete pozos con expectativa de explotación de gas natural distribuidos a lo largo de esas cuencas; si bien de esta cantidad, cinco pozos pertenecen a la categoría gas de lutitas (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2013).

En la perspectiva regional, el estado de Coahuila, tradicionalmente, se ha caracterizado por ser una fuente energética para el noreste del país; es líder en la producción de carbón con desarrollos en el norte del estado, fundamentalmente mediante dos cuencas carboníferas: la primera, ubicada en los municipios de Sabinas, San Juan de Sabinas y Múzquiz; la segunda, denominada Fuentes-Río Escondido, localizada en las inmediaciones del municipio de Piedras Negras (Secretaría de Economía, 2011: 11). La producción equivale al cien por ciento de la producción de carbón no coquizable³ en México al 2011 con un valor en ese año de 7.02 mil millones de pesos, o el 48.1% del valor total de la producción minera del estado (Secretaría de Economía, 2012: 27, 38).

La incursión, sin embargo, en la determinación del potencial de gas en lutitas es comparativamente más reciente que la madura industria minera del carbón del estado.⁴ Los sitios con potencial de gas en lutitas en el estado de Coahuila

³ El carbón no coquizable producido se orienta a la demanda de las dos plantas carbólicas ubicadas en el municipio de Nava, Coahuila, aproximadamente a 50 km de la frontera con Eagle Pass, Texas, Estados Unidos.

⁴ Las actividades de Pemex sobre el gas de lutitas en la región desde 2010 es un escenario por etapas hacia el año 2016 en el que se pretende un desarrollo a escala comercial.

la forman parte de una gran cuenca denominada Eagle Ford en el estado de Texas que se extiende de norte a sur a lo largo de treinta condados hasta la frontera con México. La cuenca fue descubierta en el año 2008 por la compañía Petrohawk con un pozo en el condado La Salle (Energy Information Administration, 2011: 29) a unos 171 km de la frontera con México (Piedras Negras). Se estima que su extensión, en el lado estadounidense, sea aproximadamente de 80 km de ancho a lo largo de 640 km (TRRC, 2013) (véase mapa 1).

Desde su descubrimiento, la actividad de exploración se ha desarrollado de forma continua. Al 2012 existían 875 pozos completados en la zona, lo que, comparado con solo 67 en el 2009, muestra el avance en la producción en el área (TRRC, 2013).

Paralelamente, en México, los primeros pozos se han completado en el estado de Coahuila donde se encuentra la sección noroeste de la cuenca de Burgos, con un área prospectiva estimada de 28,960 km² (Energy Information Administration, 2011: 29). Esta área presenta ventajas como una menor distancia relativa entre la superficie y la localización del recurso de entre uno y cinco kilómetros,⁵ lo que facilitaría la producción comercial del gas (véase mapa 1).

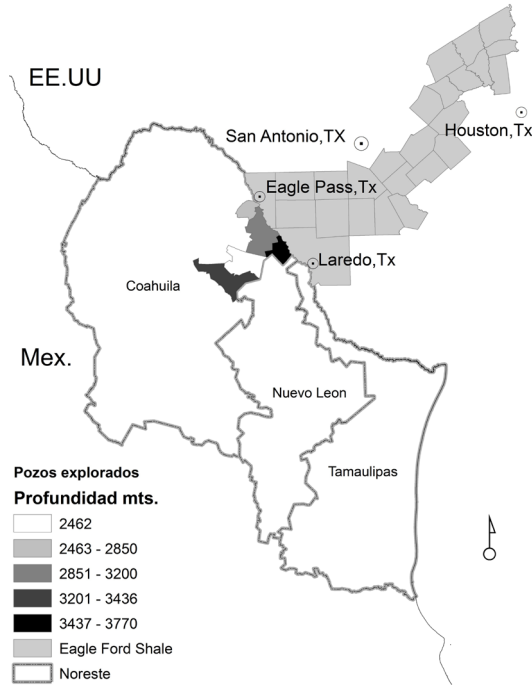
Las actividades de prospección de gas de lutitas incluyeron la provincia geológica denominada Burro-Picachos y Burgos, en el noreste de Coahuila, lo que condujo durante el año 2012 a la terminación de cinco pozos en el área: Percutor 1 en el municipio de Progreso, pozo que se clasificó pozo productor comercial; Habanero 1 en el municipio de Hidalgo, clasificado igualmente como pozo productor comercial; Master 1 en el municipio de Juárez, clasificado como pozo productor comercial; Montañés 1, en el municipio de Guerrero, clasificado como productor no comercial; Nómada, clasificado como no productivo en el municipio de Nava; y Arbolero 1, en el municipio de Anáhuac, perteneciente al estado de Nuevo León y clasificado como productor comercial (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2013).

En total, el potencial estimado como técnicamente recuperable por estudios independientes preliminares en las cuencas identificadas en México es de 19,283,853 MMm³ (Energy Information Administration, 2011: 3). Volumen que es equivalente a la energía suficiente para cubrir el consumo de electricidad

⁵ A distancias mayores de cinco kilómetros la factibilidad de la producción comercial del gas de lutitas disminuye considerablemente. Acorde con Petrohawk (la compañía pionera en explotación de gas de lutitas en el área contigua de Eagle Ford Texas), el costo de perforación por pozo horizontal es de entre 4 y 6.5 millones de dólares.

de las familias mexicanas en el 2013 por 212 años, bajo una tasa de consumo actual.⁶

Mapa 1. Municipios con pozos explorados con potencial del gas de lutitas durante 2012. Región noreste



Fuente: elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012 y Energy Information Administration, 2010.

Retos para el medio ambiente

El gas de lutitas es un tipo de gas natural no convencional; en términos geológicos se distingue respecto a su contraparte convencional en la que se encuentra en yacimientos rocosos que difieren, entre otras características, en las condiciones de porosidad y permeabilidad. Esta última característica (menor permeabi-

⁶ Estimaciones basadas en los siguientes supuestos: equivalencia de 1 tcf=100 billones de kilowatts hora, considerando un consumo promedio de energía eléctrica por familia por año de 11,040 kWh, una población total de 116 millones, tamaño promedio de hogar cuatro personas con un conjunto de hogares igual a 29,000,000.

lidad para el caso no convencional) implica el uso de tecnología de extracción que combina la perforación vertical, horizontal y un procedimiento denominado fractura hidráulica a una profundidad promedio superior a la de los yacimientos convencionales.

El proceso de fracturación hidráulica fue introducido en la industria de la explotación de hidrocarburos en 1940 en Estados Unidos por la compañía Halliburton; sin embargo, el método cobra relevancia a partir de 1986 cuando es usado por primera vez en Texas en la cuenca de gas de lutitas Barnett, que cubre veinticuatro condados y está ubicada en la parte centro norte del estado, en las inmediaciones de la ciudad de Dallas. Barnett Shale, como se conoce, resultó un área de prueba a partir de la cual la aplicación de fracturación hidráulica, en conjunto con la técnica de perforación horizontal, han permitido el desarrollo de la industria a lo largo del territorio estadounidense. Actualmente, la cuenca Barnett tiene más de dieciséis mil pozos perforados y durante el año 2012 da cuenta del 31% de la producción de gas natural en pozos de Texas (TRRC, 2012).

El proceso de extracción para un pozo productor comercial comienza con la etapa de perforación vertical, que se realiza a una distancia promedio de entre uno a cinco kilómetros (Rahm, 2011: 2975), más allá de la cuerpos subterráneos de agua que se localizan a una distancia de entre diez y trescientos metros, lo que constituye una primera causa de atención sobre el posible impacto en el sistema hídrico de la región. La siguiente etapa es la perforación horizontal, que cubre un distancia promedio de 1,600 metros (Pennsylvania Department of Environmental Protection, 2010). Sin embargo, es la etapa de fracturación hidráulica uno de los puntos de mayor interés desde el punto de vista del manejo ambiental en la explotación del gas.

El proceso de fracturación hidráulica consiste en inyectar agua mezclada con sustancias químicas a través del pozo para generar fracturas en la roca de lutita y permitir así la liberación del gas. El ciclo del uso de agua en el procedimiento de fractura se puede descomponer, de acuerdo con la Agencia de Protección al Medio Ambiente de Estados Unidos en las siguientes fases: adquisición, mezcla de químicos, inyección, flujo de aguas residuales generadas, disposición y tratamiento de agua residual (EPA, 2011: 19).

En la primera fase, el impacto ambiental se observa en la extracción de agua ya que, según estimaciones conservadoras, el proceso requiere una cantidad de agua según estimaciones conservadoras, de entre 7.6 y 15 millones de litros (API, 2010: 5) por pozo. Si bien otros estudios colocan la cifra entre 9 y 29 millones de litros (Wood *et al.*, 2011: 19) ya que los pozos generalmente se perforan en etapas de fracturación múltiple, de tal manera que un pozo puede dar lugar a diferentes



perforaciones horizontales que implican inyección de agua. Esta puede ser extraída de fuentes superficiales como ríos o lagos cercanos, mediante un proveedor local o mediante fuentes de agua subterránea, lo que se genera competencia con los usuarios locales de agua (usos doméstico y agrícola, principalmente).

La fase de mezcla de químicos implica una serie de riesgos, si bien los componentes de la fórmula no están sujetos de diseminación pública en su totalidad ya que se consideran secretos comerciales –*trade secrets*– (Davis, 2012: 180). Recientemente se han publicado estudios que confirman el uso de sustancias potencialmente nocivas para la salud; en el estudio de Colborn *et al.* (2011) sobre los efectos a la salud de los químicos usados en la extracción de gas natural, los autores reportan que se ha identificado un conjunto de 632 químicos, sin embargo de estos los autores analizan un subconjunto de 352 químicos y concluyen que: *el 25% puede causar cáncer o mutaciones, el 37% puede afectar el sistema endócrino, entre el 40% y el 50% puede afectar el cerebro/sistema nervioso, inmune o sistema cardiovascular, e hígado, más del 75% podrían afectar la piel, los ojos, y otros órganos sensoriales, el sistema respiratorio y gastrointestinal* (Colborn, *et al.*, 2011: 1039).

De este modo, el riesgo ambiental se observa en posibles derrames incidentales que contaminen las fuentes de agua superficiales o terrenos adyacentes al área del pozo y su manejo previo a la inyección.

La fase de inyección consiste en introducir el fluido a alta presión a través del pozo con la finalidad de generar grietas en la zona de rocas que contienen el gas; la composición de este flujo puede variar entre los sitios, no obstante, en promedio, se estima que se integra por un 98% de agua y el resto en un compuesto químico. Al respecto, según la compañía Halliburton, que tiene operaciones cerca de la frontera con México en la cuenca de Ford Shale en Texas, señala que este flujo se compone por 93.36% de agua y 6.64% en compuestos químicos (Halliburton, 2013). En esta fase, los riesgos principales son: la contaminación de los cuerpos de agua subterráneos mediante la filtración de las sustancias químicas o la migración del gas hacia los cuerpos de agua subterráneos. Al respecto existe evidencia substancial desde la perspectiva geológica de que las sustancias químicas aplicadas fluyen hacia la superficie a través de las fallas naturales y las generadas por el procedimiento de extracción de gas (Myers, 2012: 873)

La fase de flujo de aguas residuales generadas presenta riesgos adicionales, ya que una proporción de entre 10% y 70% del agua inyectada regresa a través del pozo una vez que el gas es liberado (EPA, 2012: 19), lo que equivale a un volumen de entre 1.5 y 10.5 millones de litros de agua contaminada, que no solo contiene la mezcla de químicos inicialmente usados para el proceso de fracturación de las capas rocosas de lutitas, sino que ahora contiene trazas de material

conocido como sustancias de ocurrencia natural (NOS por sus siglas en inglés), que incluyen elementos radioactivos como uranio, torio o radio (EPA, 2012: 18)⁷ o (Harper, 2008: 5); el fluido residual que regresa contiene otras sustancias conocidas como componentes orgánicos volátiles (VOC) como queroseno, benceno y tolueno, cuyos efectos negativos sobre el sistema nervioso son reconocidos (Colborn *et al.*, 2011: 1041).

Para el caso de la cuenca Marcellus, en Pennsylvania, el estudio realizado por Haluszczak y Kump y publicado en 2013 concluye que *La etapa final del flujo de agua residual “flowback”, contiene concentraciones de Ra²²⁶ Ra²²⁸, Ba y otros componentes en niveles mucho más altos que los límites permitidos en agua potable. Disposición inadecuada del flujo de agua residual “flowback” puede ocasionar niveles inseguros de estos componentes en el agua, biota y sedimento de los pozos y las corrientes* (Haluszczak, Rose y Kump 2013: 61).

Estudios como el de Myers (2012) documentan, desde un punto de vista técnico, las posibles vías de migración del fluido de fracturación hacia la superficie, lo que representa canales de contaminación de los acuíferos. Entre sus conclusiones señala que, bajo ciertas condiciones, los contaminantes pueden alcanzar áreas de la superficie en decenas de años o menos (Myers, 2012: 880), lo que da sustento a los casos reportados ante la EPA sobre contaminación de las fuentes de agua potable en diversos estados de ese país.

En la fase de disposición y tratamiento se presentan tres escenarios de riesgo de interés: el primero es el procedimiento de reinyección del agua, práctica que busca depositar los fluidos en pozos a profundidades considerables creados expresamente con el objetivo de contener el fluido residual, sin embargo como ya se ha señalado la presión del flujo natural podría generar filtraciones hacia la superficie a través de las fisuras subterráneas. Este tipo de disposición es altamente controvertida en Estados Unidos ya que a partir de la reforma energética de 2005, se realizaron modificaciones a la ley de protección de los recursos hídricos⁸ para eliminar regulación que imponía barreras a esta práctica y actualmente es una práctica legal (Congressional Research Service, 2014: 8).

⁷ La relación de la actividad de perforación de pozos de gas de lutitas y la contaminación de fuentes de agua con elementos químicos tóxicos incluidos componentes radioactivos como los mencionados ha sido objeto de seguimiento por los medios con casos como el reportado sobre Pennsylvania por el diario New York Times de 26 de febrero de 2011 y son un ejemplo del interés que el tema está generando.

⁸ El alcance de esta ley fue reducido para permitir la inyección subterránea de estos fluidos, como parte de provisiones 42 USC § 300h(d)(1)(B)(ii), de la ley de política energética, Energy Policy Act en 2005 durante la gestión del vicepresidente de ese país, Dick Cheney quien fuera director ejecutivo durante los noventa de Halliburton, compañía que invento el proceso de fracturación hidráulica.



El segundo riesgo asociado a esta fase es el tratamiento inadecuado de los flujos de agua residuales cuando son enviados a plantas de tratamiento, ya que su descarga posterior al tratamiento se hace en cuerpos de agua que son la fuente de consumo para la población. El punto de controversia respecto a esta práctica en países como Estados Unidos es que la regulación en materia de agua (*Clean Water Act*), no considera ilegal este método de tratamiento y únicamente regula esta práctica mediante un programa de permisos denominado Sistema Nacional de Eliminación de Descargas Contaminantes (NPDES, por sus siglas en inglés).

La tercera práctica usada en esta fase es la disposición del líquido en pozos temporales de evaporación, que son depósitos que buscan, mediante efectos del calor solar, contribuir a la evaporación de estos fluidos (EPA, 2012: 20). Esta práctica representa un riesgo para flora, fauna y actividad humana de la zona al entrar en contacto con los vapores de sustancias notablemente tóxicas.

Adicional a las fases del ciclo del agua revisado, el deterioro ambiental también se hace evidente en la zona de construcción del pozo, ya que requiere de un espacio adicional de entre 1.5 a 2.5 hectáreas para alojar equipo de perforación, almacenar sustancias químicas, arena y los camiones que transportan estos materiales; su adecuación implica limpiar el área de vegetación.

A medida que la práctica de fracturación hidráulica se ha extendido en países como Estados Unidos y Australia en la última década, los efectos de la inyección de químicos y agua han generado numerosos casos de afectación local y, paralelamente, los estudios que analizan estos efectos se han incrementado. Osborn *et al.* (2011) estudian el caso de la migración de metano a los acuíferos en la cuenca Marcellus (una de las más importantes en Estados Unidos por el volumen de sus recursos de gas de lutitas) y Utica, localizadas en los estados de Pennsylvania y Nueva York, respectivamente. Estos autores encuentran que la concentración de metano en los depósitos de agua superficial cercanos a los sitios de perforación de pozos de gas de lutitas es, en promedio, diecisiete veces más elevada a lo observado en sitios no activos (Osborn *et al.*, 2011: 2), lo que potencialmente representa un riesgo para la población.

En 2012, el estudio de Rozell y Reaven, evalúa los riesgos de contaminación en cada etapa del proceso de fractura usando datos de la cuenca Marcellus en Pennsylvania, área en la que se presentaron ante la Agencia de Protección al Medio Ambiente (EPA) un total de 623 violaciones ambientales, de salud y de seguridad relacionadas al proceso de extracción durante el periodo entre julio de 2009 a junio 2010 (Rozell y Reaven, 2012).

Como respuesta al incremento de la controversia sobre los impactos de largo plazo de la práctica de fracturación hidráulica sobre la calidad de las fuentes de abastecimiento de agua para consumo humano y actividades productivas como la ganadería y la agricultura, actualmente se observa una tendencia restrictiva en el marco regulatorio ambiental de esta actividad en Estados Unidos.

Entorno regulatorio

La regulación en materia ambiental es de especial interés en el tema de energéticos al confrontar proyectos económicos de carácter estratégico para el país con las externalidades negativas implícitas en su producción. Esta relación parece complicarse ante el desarrollo de métodos innovadores para la extracción de hidrocarburos como el gas natural no convencional, planteando desafíos al marco regulatorio en materia de protección ambiental. El caso particular del gas natural no convencional de lutitas y la tecnología de fracturación hidráulica usada para su extracción es un ejemplo de esta relación compleja. Si bien la trayectoria de uso de esta tecnología en los últimos diez años en países como Estados Unidos permiten tener un marco de referencia sobre su impacto ambiental y sobre las acciones en materia regulatoria necesarias para proteger los recursos hídricos de las regiones con actividad de extracción. La experiencia representa una pauta de planeación para México ante el inicio de la fase prospectiva de gas natural no convencional en la región fronteriza de Coahuila y los estados de Chihuahua, Tamaulipas y Veracruz.

Al respecto, durante octubre de 2012 el fondo sectorial Conacyt-Sener-Hidrocarburos aprobó el proyecto denominado Asimilación y desarrollo de tecnología en diseño, adquisición, procesado e interpretación de datos sísmicos 3D con enfoque a plays de shale gas/oil en México. El proyecto tiene como uno de sus objetivos contribuir a la exploración de los yacimientos de gas de lutitas en México. Este único proyecto tiene un monto asignado de 244,385,680 dólares (Secretaría de Energía, 2012b: 60), cifra superior a la suma de los recursos erogados en los 45 proyectos realizados desde que se instituyó el fondo en el 2008.

Una vez que se analiza el desglose de los rubros de gasto del proyecto se hace evidente que el análisis del impacto ambiental ocupa un lugar ínfimo en la estructura de gasto, con recursos asignados de solo el 3.3% del monto total, participación incluso menor que el rubro *overhead* que resulta prácticamente el tripe que lo asignado a impacto ambiental y social (cuadro 1).



Cuadro 1. Presupuesto asignado al proyecto: Asimilación y desarrollo de tecnología en diseño, adquisición, procesado e interpretación de datos sísmicos 3D con enfoquea plays de shale gas/oil en México

	Miles de dólares	%
Convenios de adquisición y procesado sísmico	192,052.00	78.6%
Procesado e interpretación sísmica 3D	3,595.11	1.5%
Modelado geológico	13,349.67	5.5%
Diseño de la perforación y terminación de pozos	4,045.16	1.7%
Impacto ambiental y social	7,976.86	3.3%
Gestión tecnológica	1,150.00	0.5%
Subtotal	222,168.80	
Overhead	22,216.88	9.1%
Total	244,385.68	100.0%
Salud	0.09672	6.69
Migración	0.08229	12.39

Fuente: memoria documental del fondo sectorial Conacyt-Sener-Hidrocarburos, 2012.

Este proyecto forma parte de la fase de evaluación de “prospectividad y prueba de concepto”, en una estrategia que pretende un desarrollo masivo hacia el año 2030 en el que se prevé perforar alrededor de 27,000 pozos (Pemex, 2012: 35) en las seis cuencas identificadas hasta el momento en el país. De esta actividad de perforación, el 25% de los pozos se proyectan en las cuencas localizadas en el estado de Coahuila: 4,050 en la cuenca Burro-Picachos y 2,700 en la cuenca Sabinas (Pemex, 2012: 35).

El requerimiento estimado de agua para este horizonte de largo plazo de extracción de gas de lutitas en la región es de 101,250,000,000 litros o el equivalente al 27.5% del consumo doméstico en la ciudad de Piedras Negras en el mismo periodo.⁹ La generación de agua residual contaminada que será objeto de

⁹ La estimación propia que considera los siguientes supuestos: uso de agua quince millones de litros por pozo acorde con la estimación del American Petroleum Institute, actividad de perforación en Coahuila de 6,750 pozos para el año 2030, según lo proyectado por Pemex y un consumo de agua en la ciudad de Piedras Negras de 220 litros por persona por día, según el Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, con población a 2010 reportada por el INEGI de 152,806 personas.

disposición final¹⁰ se estima en un promedio de 1,350 millones de litros de agua anualmente o un 11% del consumo per cápita anual en Piedras Negras.¹¹

En este contexto, la pregunta que busca responder esta sección es: ¿Qué estructura regulatoria se tiene en México para enfrentar los retos ambientales que supone la aplicación de la tecnología de fracturación hidráulica para la extracción de gas de lutitas?

La estructura regulatoria respecto al tema ambiental se expresa con una jerarquía que parte de leyes del orden federal al estatal; de estas leyes se derivan reglamentos a nivel sectorial y un conjunto de normas oficiales mexicanas (NOM) para materias específicas. La Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat) es el órgano regulador principal y para efectos del cumplimiento de su objeto la Semarnat se basa en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, que data de 1988, como el marco general a partir de cual se articulan reglamentos y las normas oficiales mexicanas en materia ambiental.

El cuadro 2 resume las disposiciones de interés para este trabajo que se encuentran vigentes en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.

Como se observa en el cuadro 2, el marco legal que se plantea a nivel federal, permite notar barreras para el procedimiento de extracción de gas a partir del uso y manejo de agua residual implícito en el procedimiento de fracturación hidráulica y, respecto a las actividades de la industria del petróleo y de exploración, explotación y beneficio de minerales y sustancias reservadas a la federación, señala únicamente la necesidad de contar con estudios de impacto ambiental, artículo 28 frac. II, III.

Por su parte el tema del manejo de agua se expresa de forma amplia en el título cuarto capítulo tercero, en particular destaca el artículo 121: *No podrán descargarse o infiltrarse en cualquier cuerpo o corriente de agua o en el suelo o subsuelo, aguas residuales que contengan contaminantes, sin previo tratamiento y el permiso o autorización de la autoridad federal...* (Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, 1988).

Este artículo permite notar la vulnerabilidad ambiental en las regiones de perforación ante los procesos de fracturación hidráulica, ya que deja abierta la posibilidad de hacer las descargas de aguas residuales. De forma similar, el artí-

¹⁰ Los métodos hasta ahora empleados son reinyección al subsuelo, disposición a organismo operador local o disposición en pozos temporales de evaporación.

¹¹ El cálculo se basa en una tasa de generación de agua residual de 40% (el promedio del rango considerado en la industria por la EPA de flujo mínimo 10% del inyectado y máximo 70%).

Cuadro 2 Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente vinculados al tema

Artículos	Tema
	Título I, Capítulo IV, Sección V. Instrumentos de la política ambiental.
28	Sobre requerimientos de impacto ambiental
	Título IV, Capítulo III. Prevención y control de la contaminación del agua y de los ecosistemas acuáticos.
117	Criterios para la prevención y control de la contaminación del agua.
118	Sobre los criterios para la prevención y control de la contaminación del agua y las NOM que rigen estas actividades.
119	Sobre las normas oficiales mexicanas que se requieran para prevenir y controlar la contaminación de las aguas nacionales.
121	“No podrán descargarse o infiltrarse en cualquier cuerpo o corriente de agua o en el suelo o subsuelo, aguas residuales que contengan contaminantes, sin previo tratamiento y el permiso o autorización de la autoridad federal, o de la autoridad local en los casos de descargas en aguas de jurisdicción local o a los sistemas de drenaje y alcantarillado de los centros de población”.
123	“Corresponderá a quien genere dichas descargas, realizar el tratamiento previo requerido...”
124	“Cuando las aguas residuales afecten o puedan afectar fuentes de abastecimiento de agua, la Secretaría lo comunicará a la Secretaría de Salud y negará el permiso o autorización correspondiente, o revocará, y en su caso, ordenará la suspensión del suministro”.
129	“El otorgamiento de asignaciones, autorizaciones, concesiones o permisos para la explotación, uso o aprovechamiento de aguas en actividades económicas susceptibles de contaminar dicho recurso, estará condicionado al tratamiento previo necesario de las aguas residuales que se produzcan”.
	Título IV, Capítulo IV.
139	“Toda descarga, depósito o infiltración de sustancias o materiales contaminantes en los suelos se sujetará a lo que disponga esta ley, la Ley de Aguas Nacionales, sus disposiciones reglamentarias y las normas oficiales mexicanas que para tal efecto expida la Secretaría”.

Fuente: elaboración propia con información de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.

culo 129 del mismo capítulo tercero señala que el “*uso o aprovechamiento de aguas en actividades económicas susceptibles de contaminar dicho recurso, estará condicionado al tratamiento previo necesario de las aguas residuales que se produzcan*” (Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, 1988), con lo que se enfatiza la necesidad de tratamiento de aguas residuales previo a su descarga. Sin embargo, el nivel de contaminantes y toxicidad del agua residual en el proceso de fracturación hidráulica es tal que la práctica común en la

industria es reinyectarla al subsuelo para su disposición final, (EPA, 2012: 19). Un segundo punto sobre el tratamiento es que la infraestructura local de tratamiento podría no ser adecuada o contar con las capacidades de tratamiento de aguas que contienen trazas de elementos radiactivos, alta salinidad (Haluszcak, Rose y Kump, 2013: 61) o componentes orgánicos volátiles como queroseno, benceno y tolueno (Colborn *et al.*, 2011: 1041), como es el caso de los flujos resultantes del proceso de fracturación hidráulica para extraer gas de lutitas.

La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente se apoya para su cumplimiento en reglamentos por materia. El reglamento en materia de impacto ambiental se integra por diez capítulos y en su capítulo dos se establecen las actividades que requieren de la evaluación de impacto ambiental; en el artículo cinco inciso D fracción primera se especifica la necesidad de realizar la evaluación para actividades de la industria petrolera, y en el inciso L, fracción del mismo artículo cinco, señala también la necesidad de evaluación de impacto ambiental para actividades de exploración, explotación de minerales y sustancias reservadas a la federación.

Desde un punto de vista técnico corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, creada en 2008, la regulación del proceso de fracturación hidráulica; este órgano desconcentrado, dependiente de la Secretaría de Energía, tiene dentro de sus atribuciones *establecer las disposiciones técnicas aplicables a la exploración y extracción de hidrocarburos...* (Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2008), por lo que está involucrada desde el punto de vista técnico en el proyecto de exploración de gas de lutitas en Coahuila y el proceso de perforación mediante fracturación hidráulica.

El segundo instrumento de regulación básico a nivel federal en relación al tema es la Ley de Aguas Nacionales que data de 1992, y tiene por objeto regular, entre otros elementos, la preservación del agua en cuanto a su calidad y cantidad partiendo de un principio de desarrollo integral sustentable. Contiene diez títulos, de los cuales el título séptimo y décimo son de particular interés. El título séptimo se refiere a la “prevención y control de la contaminación de las aguas y responsabilidad por daño ambiental” y en el artículo 86 bis 2 capítulo uno se hace referencia a la prohibición de las descargas de residuos en los cuerpos receptores de agua, así como la descarga de residuos considerados peligrosos por la Norma Oficial Mexicana en materia.

Por su parte, la Norma Oficial Mexicana NOM-001-Semarnat-1996, titulada límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales (NOM-001-Semarnat-1996), solo hace referencia a una serie de contaminantes básicos y no están contemplados los



contaminantes que se asocian con las descargas de agua de procesos como la fracturación hidráulica para la extracción de gas de lutitas.

En el mismo título séptimo de la Ley de Aguas Nacionales, en el artículo 89, se contempla la negación de permisos de descargas en casos de que las aguas residuales afecten o contaminen fuentes de abastecimiento de agua potable, situación que es un escenario potencial en el procedimiento de fracturación hidráulica según la experiencia de esta práctica en Estados Unidos, donde la Agencia de Protección al Medio Ambiente ha realizado investigaciones sobre contaminación de fuentes de agua potable en relación a la actividad de fracturación hidráulica en los estados de Colorado, Pennsylvania, Dakota del Norte y Texas (EPA, 2012: 11).

En el título décimo, capítulo II se señalan los procedimientos de sanción administrativa procedentes en casos de contaminación de las fuentes de agua; al respecto, en el artículo 119 fracción decimocuarta, se prevén sanciones en los casos de acciones que lleguen a *infiltrar materiales y sustancias que contaminen las aguas del subsuelo* (Ley de Aguas Nacionales, 1992).

Observamos mediante la regulación establecida en la ley de Aguas Nacionales una serie de barreras específicas adicionales ante las que el proceso de fracturación hidráulica se ve limitado con escenarios que en el caso extremo establecen multas y sanciones administrativas; sin embargo, en su conjunto, el marco jurídico actual no prohíbe la aplicación del procedimiento.

Por otro lado, es importante notar que a pesar de la importancia económica del gas de lutitas, la Secretaría de Energía admite las implicaciones ambientales que implica la explotación de estos recursos en territorio nacional y en la Estrategia Nacional de Energía señala lo siguiente respecto al gas de lutitas *...existen preocupaciones sociales y ambientales, asociadas a su extracción, que deberán ser atendidas* (Secretaría de Energía, 2013a: 49).

Un punto adicional a subrayar desde la perspectiva institucional es el reconocimiento por parte de la Secretaría de Energía de la existencia de un marco legal relativamente robusto frente a la explotación del gas de lutitas, al señalar: *En el caso de México, la explotación de recursos no convencionales, incluyendo el gas de lutitas, deberá adaptarse a las condiciones legales y económicas que prevalecen en el país, por lo que su desarrollo pudiera ser lento a menos de que se adopten medidas especiales de promoción para su explotación* (Secretaría de Energía, 2013a: 49).

La parte final del texto anterior referente a la adopción de “medidas especiales de promoción” para explotar el gas de lutitas con el fin de evitar un lento desarrollo en esta materia, aparentemente alude al interés por explotar el recurso como criterio prioritario a pesar del reconocimiento de la incertidumbre de los

efectos ambientales del procedimiento usado para su extracción, pero el texto de la Estrategia Nacional de Energía continúa y no deja lugar para especulaciones al señalar: *A partir de lo anterior, se hace necesario enfocar esfuerzos en el corto plazo para el desarrollo de este recurso* (Secretaría de Energía, 2013a: 49).

Respecto al punto señalado en el párrafo anterior, el planteamiento de la Estrategia Nacional de Energía sobre la explotación de gas de lutitas se presenta justo previo al envío de una reforma energética, que será discutida durante el segundo periodo ordinario de sesiones de la presente legislatura, en el segundo semestre de 2013. Ello implicará cambios en el esquema regulatorio. Según la revisión en este análisis, la prioridad en torno al gas natural es desarrollar los recursos en gas no convencional, especialmente el proveniente de yacimientos de lutitas, si bien, al parecer, existe incertidumbre sobre los impactos ambientales que el proceso de fracturación hidráulica actualmente presenta.

En el contexto de México, la revisión de la estructura de regulación indica la necesidad de adecuar el marco jurídico para proteger los recursos hídricos ante el inicio de las actividades de explotación de gas de lutitas en México. Tal como lo reconoce el propio Secretario de Energía, el licenciado Pedro Joaquín Coldwell *La falta de regulación o la regulación incompleta, provocan incertidumbre a los actores económicos* (Secretaría de Energía, 2013b).

Al respecto, el recorrido que tienen países como Estados Unidos en el uso del procedimiento de fracturación hidráulica fue impulsado desde el punto de vista regulatorio por una correspondiente reforma energética que tuvo lugar en 2005. El resultado de esta reforma fue, entre otras cosas, la modificación de elementos de regulación restrictivos del proceso de fracturación hidráulica, en la cual, la Ley de Energía de 2005 denominada Energy Policy Act 2005, modifica en su sección 322 la definición de inyección al subsuelo para excluir la inyección de fluidos relacionada con el proceso de fracturación hidráulica, de la prohibición establecida previamente en la Ley de Agua Segura para beber, *Safe Drinking Water Act*: quedando como se presenta enseguida: *Paragraph (1) of section 1421(d) of the Safe Drinking Water Act (42 U.S.C. 300h(d)) is amended to read as follows: (1) UNDERGROUND INJECTION (B) EXCLUDES— (i) the underground injection of natural gas for purposes of storage; and (ii) the underground injection of fluids or propping agents (other than diesel fuels) pursuant to hydraulic fracturing operations related to oil, gas, or geothermal production activities* (Congressional Research Service, 2013: 7).

Adicionalmente, en esa reforma, se modificó la definición del término “contaminante” establecido previamente en la Ley de Agua Limpia (Clean Water Act), *TERM DOES NOT MEAN (B) water, gas, or other material which is injected*

into a well to facilitate production of oil or gas or water derived in association with oil or gas production and disposed of in a well... (Clean Water Act of 1972, 2002).

En años posteriores a esta reforma, la actividad de explotación de yacimientos de gas de lutitas en Estados Unidos registró una coyuntura de crecimiento que alcanzó su pico en 2008. Sin embargo, a casi diez años de la intensificación de la actividad de extracción, el impacto ambiental observado ha llevado a legisladores a presentar medidas regulatorias de control como la ley Fracturing Responsibility and Awareness of Chemicals Act, misma que busca restringir esta práctica, (Frac Act, 2011). Para 2013, al menos cinco estados en aquel país han implementado regulación respecto a este proceso; de este conjunto, tres estados aprobaron leyes que buscan hacer pública la composición de los fluidos químicos usados en el proceso de fracturación. En el estado de Louisiana entró en vigor el uno de agosto de 2012 la Ley HB957 Provides for the disclosure of the composition of hydraulic fracturing fluids, (Legiscan Louisiana) que requiere que se reporten el tipo y el volumen de los fluidos de fracturación hidráulica así como los aditivos e ingredientes usados. De forma similar, los estados de Indiana, con la ley HB 1107 del 29 de febrero de 2012 (Legiscan, Indiana) y Pennsylvania, con la ley HB 1950 del 14 de febrero de 2012 (Legiscan, Pennsylvania), mientras que el estado de New Jersey instó al congreso a implementar legislación similar a la denominada Frac act, mediante la resolución de asamblea 112, en octubre de 2010 (Legiscan, New Jersey, 2010).

El caso más notable de esta tendencia es el estado de Vermont que, con base en consideraciones sobre la posible contaminación de las fuentes de agua potable subterráneas, aprobó el 16 de mayo de 2012 legislación que expresamente prohíbe la práctica de fracturación hidráulica en el estado (Vermont Legislative Bill Tracking System, 2012).

La legislación de Vermont estipula lo siguiente: *This act prohibits any person in the state from engaging in the practice of hydraulic fracturing for oil or natural gas and from collecting, storing, or treating wastewater from hydraulic fracturing. The act prohibits the discharge of waste from hydraulic fracturing into or from a pollution abatement facility in the state. Effective Date: May 16, 2012.* (Vermont Legislative Bill Tracking System, 2012).

Conclusiones

Ante las directrices de la política energética nacional y el potencial detectado de gas no convencional de lutitas, en México se ha generado un interés institucio-

nal en los últimos tres años por incursionar en la extracción de este recurso; sin embargo, la tecnología empleada en la extracción, denominada fracturación hidráulica, recientemente se ha convertido en centro de controversia ambiental en países como Estados Unidos, país que es el pionero en el desarrollo de esta práctica.

La evidencia revisada de fuentes institucionales como la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, así como a través de diversos análisis académicos arbitrados muestran que el proceso de fracturación hidráulica es un proceso potencialmente de impacto ambiental significativo y, en particular, con riesgos de contaminación de los recursos hídricos a nivel local.

Por su parte, el marco regulatorio vigente en México, si bien desde una perspectiva general contiene medidas que limitan teóricamente la práctica de fracturación hidráulica, estas no contemplan medidas específicas que lo prohíban. Lo anterior es por la naturaleza no convencional que implica la combinación de procedimientos innovadores escasamente usados en el país, por lo que la revisión de su impacto ambiental debe ser una prioridad que lleve al diseño de medidas regulatorias para proteger los recursos hídricos locales antes de avanzar con una fase de desarrollo masivo de explotación del gas de lutitas en México como el ya proyectado en los estados de Coahuila, Chihuahua, Tampico y Veracruz.

Finalmente en virtud de que:

1. El proyecto de explotación de gas natural de lutitas en México se encuentra en una fase inicial del horizonte planteado por las instituciones que intervienen en su ejecución,
2. que se observa interés y disposición institucional para apoyar esta estrategia desde una perspectiva integral; los resultados de esta investigación preliminar sugieren:

Llevar a cabo un proyecto federal que evalúe el impacto ambiental y, en particular, los riesgos de contaminación de las fuentes de agua potable vinculadas a la fracturación hidráulica y aprovechar la experiencia en materia legislativa de regiones específicas de Estados Unidos donde este procedimiento ha sido prohibido con base en los riesgos que representa para la contaminación de mantos acuíferos y fuentes de abastecimiento de agua potable.

Bibliografía

API (American Petroleum Institute) (2010) "Water management associated with hydraulic fracturing. API Guidance Document HF2", Washington, D. C., American Petroleum Institute, first edition, junio. En: <<http://www.api.org/Standards/new/api-hf2.cfm>> [Accesado el miércoles, 06 de febrero de 2013].

- California State, “Uniform Trade Secrets Act. section 3426.1” En: <<http://www.leinfo.ca.gov/cgi-bin/displaycode?section=civ&group=03001-04000&file=3426-3426.11>> [Accesado el jueves, 11 de abril de 2013].
- Clean Water Act of 1972, Sec. 502, 33 U.S.C. 1362, et seq (2002). En: <<http://www.epw.senate.gov/water.pdf>> [Accesado el lunes, 08 de abril de 2013].
- Colborn, T. *et al.* (2011) “Natural gas operations from a public health perspective” *Human and Ecological Risk Assessment An International Journal*. Vol. 17, núm. 5, pp.1039-1056.
- Coldwell, J. (2013) “Con la exploración y explotación de gas no convencional, podría haber gas más barato y limpio”. México, Secretaría de Energía-Instituto Mexicano del Petróleo 20 de marzo 2013. En: <<http://www.imp.mx/comunicacion/gaceta/?imp=nota¬a=130322esp>> [Accesado el lunes, 07 de enero de 2013].
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (2013) “Reporte de actividad exploratoria”. En: <http://www.cnh.gob.mx/_docs/Reportes_IH/Reporte_de_Actividad_Exploratoria_Abr_2013.pdf> [Accesado el martes, 02 de abril de 2013].
- CRS (Congressional Research Service) (2014) “Safe Drinking Water Act (SDWA): A Summary of the Act and Its Major Requirements” En: <<http://www.fas.org/sgp/crs/misc/RL31243.pdf>> [Accesado el viernes, 07 de marzo de 2014].
- (2013) “Hydraulic Fracturing and Safe Drinking Water Act Regulatory Issues” En: <<https://www.fas.org/sgp/crs/misc/R41760.pdf>> [Accesado el 07 de diciembre de 2013].
- Davis, C. (2012) “The politics of “fracking”: Regulating natural gas drilling practices in Colorado and Texas” *Review of Policy Research*. Vol., 29, núm. 2, marzo, pp. 177-191.
- Energy Information Administration (2011) “World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States” Arlington VA, US Energy Information Administration/U.S. Department of Energy, February 17. En: <<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>> [Accesado el miércoles, 06 de febrero de 2013].
- EPA (Environmental Protection Agency) (2011) “Plan to study the potential impacts of hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources”. En <http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/upload/hf_study_plan_110211_final_508.pdf> [Accesado el martes, 02 de abril de 2013].
- EPA (Environmental Protection Agency) (2012) “Study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources”. En <<http://www2.epa.gov/hfstudy/study-potential-impacts-hydraulic-fracturing-drinking-water-resources-progress-report-0>> [Accesado el miércoles, 03 de abril de 2013].
- FRAC Act. (2011) S. 587--112th Congress: FRAC Act. Wen: <<http://www.govtrack.us/congress/bills/112/s587>> [Accesado Abril, 12, 2013].
- Halliburton, Hydraulic Fracturing “*Fluids disclosure*” (2013) En: <http://www.halliburton.com/public/projects/pubsdata/Hydraulic_Fracturing/fluids_disclosure.html> [Accesado el viernes, 12 de abril de 2013].

- Haluszczak, L. O., A. W. Rose y L. R. Kump (2013) "Geochemical evaluation of flowback brine from Marcellus gas wells in Pennsylvania, USA" *Applied Geochemistry*. Vol. 28, pp. 55-61.
- Harper, J. A., (2008) "The Marcellus Shale-An old new' gas reservoir in Pennsylvania" *Pennsylvania Geology*. Middletown, PA, Bureau of Topographic and Geologic Survey, Pennsylvania Department of Conservation and Natural Resources, vol. 38, núm.1, pp.2-13.
- Jenner, S., A. J. Lamadrid (2013) "Shale gas vs. coal: Policy implications from environmental impact comparisons of shale gas, conventional gas, and coal on air, water, and land in the United States" *Energy Policy*. 53, pp. 442-453.
- Kharak, Y. K. *et al.* (2013) "The energy-water nexus: Potential groundwater-quality degradation associated with production of shale gas" *Procedia Earth and Planetary Science*. Vol. 7, pp. 417-422.
- Legiscan Louisiana House Bill 957. En: <<http://legiscan.com/LA/bill/HB957/2012>> [Accesado el martes, 16 de abril de 2013].
- Legiscan Pennsylvania House Bill 1950. En: <<http://legiscan.com/PA/bill/HB1950/2011>> [Accesado el martes, 16 de abril de 2013].
- Legiscan Indiana House Bill 1107 en <<http://legiscan.com/IN/bill/HB1107/2012m>> [Accesado el martes, 16 de abril de 2013].
- Legiscan New Jersey (2010) Assembly Resolution 112. En <<http://legiscan.com/NJ/text/AR112/id/217467>> [Accesado el martes, 16 de abril de 2013].
- Ley general del equilibrio ecológico y la protección al ambiente (1988) *Diario Oficial de la Federación*. México (28 de enero de 1988). En <<http://www.ordenjuridico.gob.mx/leyes.php>> [Accesado el martes, 02 de mayo de 2013].
- Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2008) *Diario Oficial de la Federación*. México (28 de noviembre de 2008). En <<http://www.ordenjuridico.gob.mx/leyes.php>> [Accesado el martes, 02 de mayo de 2013].
- Ley de Aguas Nacionales (1992) *Diario Oficial de la Federación*. México (01 de diciembre de 1992). En <<http://www.ordenjuridico.gob.mx/leyes.php>> [Accesado el martes, 02 de mayo de 2013].
- Myers, T. (2012) "Potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale to aquifers" *Ground Water*. Vol. 50, núm. 6, noviembre-diciembre 2012, pp. 872-882.
- Nicot, J. P. y B. R. Scanlon (2012) "Water use for shale gas production in Texas, U.S.A" *Environmental Science & Technology*. 2012, dx.doi.org/10.1021/es204602t; 46: 3580-3586.
- Osborn, G. S. *et al.* (2011) "Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing" *PNAS*, Washington, D. C., National Academy of Sciences, vol. 108, núm. 20, pp. 8172-8176.
- Pemex (2013) "Plan de negocio de Pemex, 2013-2017". En <http://www.pemex.com/files/content/pn_13-17_121107.pdf> [Accesado el, 06 de marzo de 2013].

- (2012) “Potencial de recursos no convencionales asociado a plays de Aceite y gas de lutitas en México”. En <http://www.pemex.com/files/content/120801_lutitas_pep.pdf> [Accesado el, 06 de marzo de 2013].
- Pennsylvania Department of Environmental Protection (PDEP), (2010), “Hydraulic fracturing overview” *Frac Focus*, Ground Water Protection Council/Interstate Oil and Gas Compact Commission. En: <<http://fracfocus.org/hydraulic-fracturing-how-it-works/hydraulic-fracturing-process>> [Accesado el miércoles, 10 de abril de 2013].
- Rahm, D. (2011) “Regulating hydraulic fracturing in shale gas plays: The case of Texas” *Energy Policy*. Elsevier, vol. 39, núm. 5, pp. 2974-2981.
- Rozell, D. J. y S. J. Reaven (2012) “Water pollution risk associated with natural gas extraction from the mMarcellus Shale” *Risk Analysis. Society for Risk Analysis*. Vol. 32, núm. 8, pp. 1382-1393.
- Secretaría de Economía [publicación digital] (2011) “Panorama minero del estado de Coahuila” En: <<http://www.sgm.gob.mx/pdfs/COAHUILA.pdf>> [Accesado el miércoles, 06 de marzo de 2013].
- (2012) “Anuario estadístico de la minería mexicana” México, D. F. SGM, pp.1- 540. En http://www.sgm.gob.mx/index.php?option=com_content&task=view&id=59&Itemid=67 [Accesado el miércoles, 06 de marzo de 2013].
- Secretaría de Energía [publicación digital] (2007) “Programa sectorial de energía 2007-2012”. En: <http://www.cnh.gob.mx/_docs/8_Programa.pdf> [Accesado el miércoles, 06 de febrero de 2013].
- (2012a) “Sistema de información energética”. En: <<http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas&fromCuadros=true>> [Accesado el miércoles, 06 de febrero de 2013].
- (2012b) “Memoria documental del fondo sectorial Conacyt Sener-Hidrocarburos”. En: <http://www.sener.gob.mx/irc/spedt/MD_FH_E3.pdf> [Accesado el lunes, 07 de enero de 2013].
- (2013a) “Estrategia nacional de energía, 2013-2027”. En: <http://www.energia.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/ENE_2013-2027.pdf> [Accesado el lunes, 07 de enero de 2013].
- (2013b) “Discurso del 14 de enero 2013” En: <<http://sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=2362>> [Accesado el lunes, 07 de enero de 2013].
- Semarnat (1996) “NOM-001-Semarnat-1996, “Límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales” Diario Oficial de la Federación. México, D.F., Secretaría de Gobernación, 6 de enero. En: <<http://www.semarnat.gob.mx/leyesynormas/documents/html/aguaresidual.html>> [Accesado el martes, 16 de abril de 2013].
- Theodori, G. L. (2012) “Public perception of the natural gas industry: Data from the Barnett Shale” *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*. Vol. 7, núm. 3, pp. 275-281.

- TRRC (Texas Rail Road Commission) (2012). En: <<http://www.rrc.state.tx.us/data/fielddata/barnettshale.pdf>> [Accesado el lunes, 08 de abril de 2013].
- TRRC (Texas Rail Road Commission) (2013) “Eagle Ford information”. En: <<http://www.rrc.state.tx.us/eagleford/#gas>> [Accesado el lunes, 08 de abril de 2013].
- Urbina, I. (2009) “Regulation lax as gas wells’ tainted water hits rivers”, New York, 2 de noviembre 2011. En: <http://www.nytimes.com/2009/11/03/opinion/03tue3.html?_r=0> [Accesado el jueves, 11 de abril de 2013].
- Vermont Legislative Bill Tracking System. En: <<http://www.leg.state.vt.us/database/status/summary.cfm?Bill=H.0464&Session=2012>> [Accesado el martes, 16 de abril de 2013].
- Won-Woo, L. (2004) “US lessons for energy industry restructuring: Based on natural gas and California electricity incidences” *Energy Policy*. Vol. 32, pp, 237-259.
- Wood, R. *et al.* (2011) *Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts*. A report commissioned by the Cooperative and undertaken by researchers at the Tyndall Centre. University of Manchester.