

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)”



INECC

INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA
Y CAMBIO CLIMÁTICO

Febrero, 2014.

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

La Dirección General de Investigación en Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas considera que si bien el desarrollo del sector energético es pieza clave dentro del desarrollo del país, se necesitan incorporar criterios sólidos en la normatividad que permitan diseñar estrategias y proyectos acordes con la protección al ambiente, el beneficio social y el desarrollo económico incluyente.

En México, a partir del 2012, se han incorporado avances sustanciales en materia de derechos humanos que están garantizando el bienestar social y la protección al ambiente. Un ejemplo de esto es la incorporación de el “derecho de toda persona a un medio ambiente sano para su desarrollo y bienestar” y el “derecho al acceso, disposición y saneamiento de agua para consumo personal y doméstico en forma suficiente, salubre, aceptable y asequible” (CPEUM, Art. 4°). Anteponiendo estos preceptos constitucionales resulta inevitable considerar los impactos al ambiente que las actividades derivadas de la reforma energética tendrán con el fin de reducirlos.

El documento titulado “Criterios ambientales respecto la exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas&Oil) busca regular la actividad de exploración y explotación de gas y aceite de lutitas a través de la normatividad existente actualmente. **Sin embargo, el análisis de las etapas concernientes a esta actividad nos permite identificar vacíos en el conocimiento existente, así como en la normatividad y la infraestructura necesaria.**

En México se han identificado, inicialmente, 5 provincias geológicas precursoras de gas y condensado en shale gas las cuales se encuentran en: Chihuahua, Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz (Figura 1, SENER, 2012). Sin embargo resulta pertinente señalar que los yacimientos no convencionales, entre los que encuentra el shale gas & oil, presentan tres características comunes: contenido energético bajo con respecto al volumen de roca, dispersión de yacimientos en áreas extensas y permeabilidad muy baja, por lo cual su viabilidad económica tiende a ser incierta debido al bajo contenido de gas o aceite en las rocas fuente. El volumen extraído por pozo es muy inferior al de yacimientos convencionales (Estrada, 2013).

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a la exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

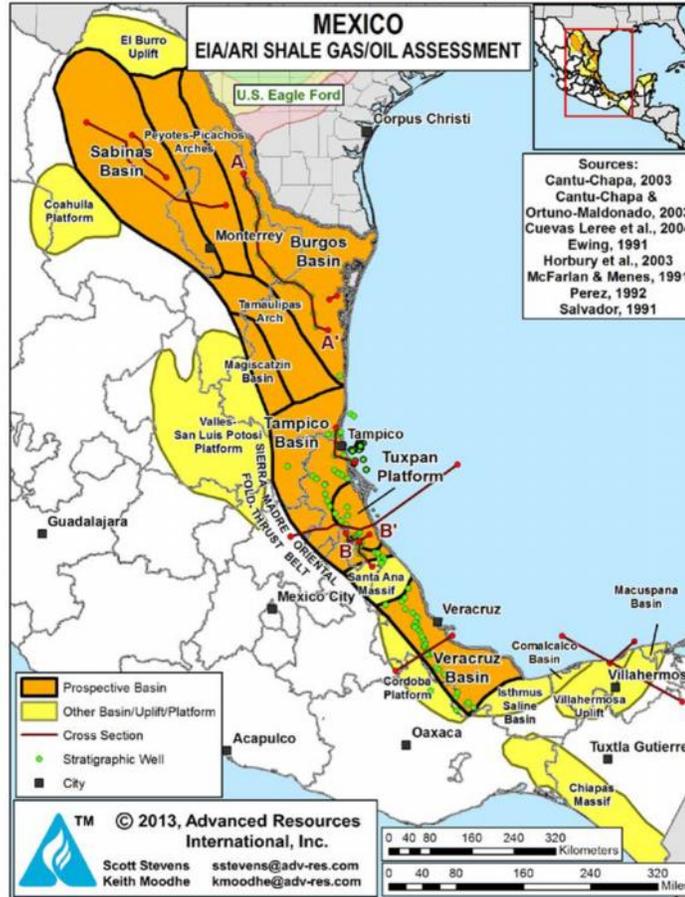


Figura 1. Provincias geológicas precursoras de gas y condensado en shale gas Fuente: US-EIA, “World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the US”, 2011

A partir del análisis de las principales etapas de la exploración y explotación de gas y aceite de lutitas se hace hincapié en la información, normatividad e infraestructura necesaria para atender su regulación.

Explotación de gas de lutitas (shale gas&oil)

1) Consumo de agua

Una característica de la extracción de gas lutita es el consumo de agua que se necesita para su proceso. Esto puede ocasionar desbalances regionales de consumo de agua, al mismo tiempo que compite con otros usos del agua como es la provisión de agua potable para la sociedad. Si bien, el volumen de agua que se consume para esta actividad puede variar dependiendo de la profundidad

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

y de las condiciones geológicas, existen algunos rangos que nos dan referencia. Gregory, K.B, et al (2011) mencionan que para perforación vertical u horizontal se requieren entre 400 y 4000 m³, mientras que para el procedimiento de fracturación se requieren entre 7,000 y 18,000 m³ por cada pozo. Esto implica una limitante para la generación de la industria en México, ya que gran parte de la prospección de los recursos de gas lutita se ubican en zonas áridas y semiáridas del norte del país. De esta manera, el uso del agua se vuelve un tema sensible por la baja disponibilidad del recurso, dando como consecuencia una disminución del nivel de mantos freáticos, disminución de caudales de ríos y reducción de volúmenes de agua para reservorios. En el país, 101 los 653 acuíferos se encuentran sobre explotados, ubicándose algunos de estos en los estados de Chihuahua, Coahuila y Nuevo León, zonas donde mayor interés se tiene sobre proyectos de gas lutita (Figura 2).

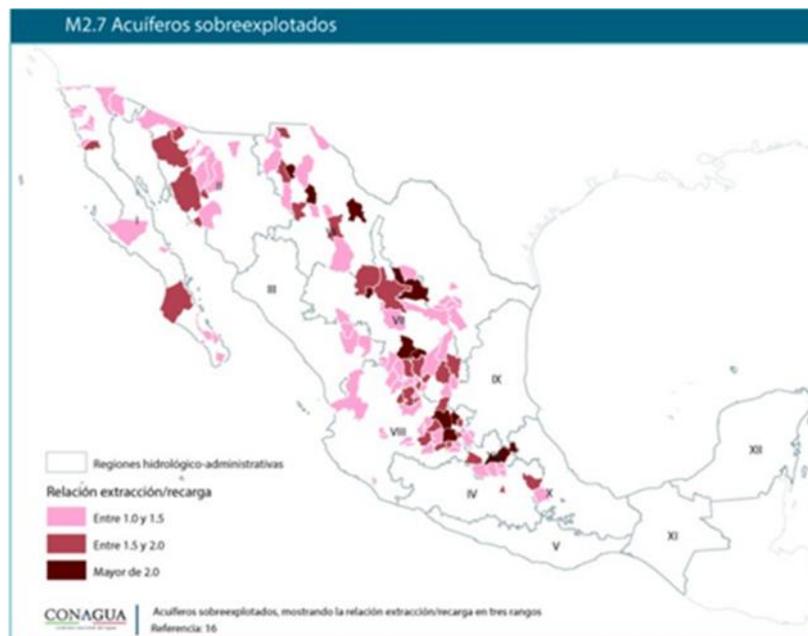


Figura 2. Sobre-explotación de acuíferos Fuente: Estadísticas del Agua en México. 2012. CONAGUA

Es importante enfatizar que gran parte de la región donde se plantea esta actividad ya se encuentra bajo una presión hídrica fuerte y por ello mismo la competencia entre los usos (agrícola-urbana) ya es evidente (Figuras 3 y 4).

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

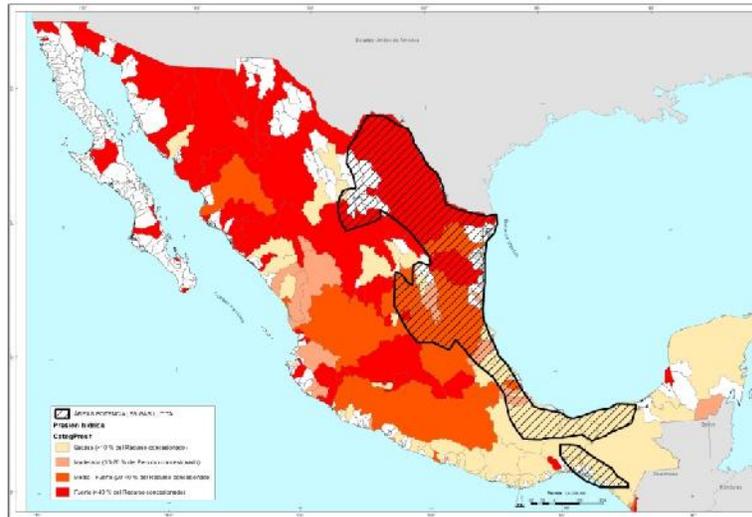


Figura 3. Presión hídrica en cuencas hidrográficas donde potencialmente se realizaría la exploración y explotación de gas lutita. Fuente: V. Bunge (2010)

Además los escenarios de cambio climático muestran tendencia al aumento de la temperatura media para todas las regiones hidrológico-administrativas del Golfo de México, siendo mayores los aumentos proyectados por el modelo MPIECH-5, escenario A2, mientras que para la precipitación, se observa un pequeño aumento para la región XII proyectado el modelo GFDLCM20, escenarios A2 y B2 y pequeñas disminuciones para el resto de las regiones, siendo la región IX la más afectada, alcanzando una disminución de 10.8% en el escenario A2 y de 4.3% en el escenario B2 para el año 2080. Por otra parte, el modelo MPIECH-5, escenarios A2 y B2, proyecta disminuciones importantes de la precipitación en las regiones XII (-21.1% y -14.7% para los escenarios A2 y B2, respectivamente al año 2080) y XI (-26.4% y -18.5% para los escenarios A2 y B2, respectivamente al año 2080), y disminuciones relativamente pequeñas en las regiones X y IX (Ospina., *et al* 2010).

Comentarios al documento "Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas



Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

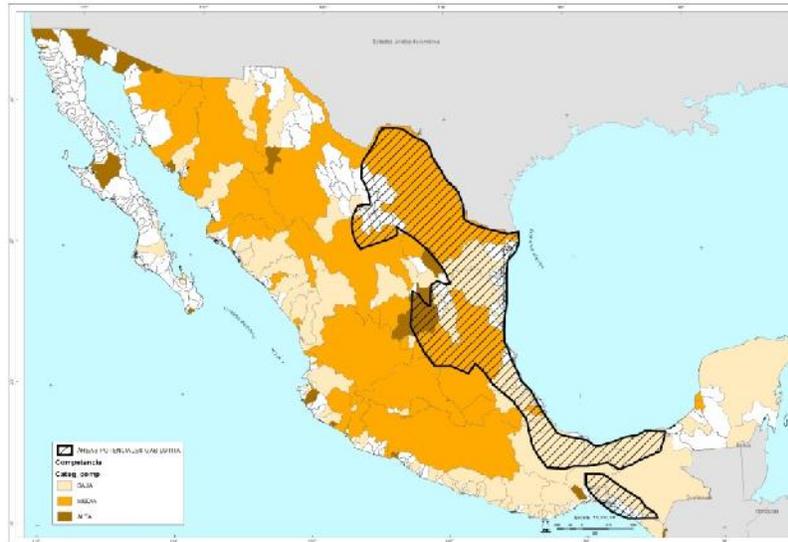


Figura 4. Competencias de usos de agua en cuencas hidrográficas donde potencialmente se realizaría la exploración y explotación de gas lutita. Fuente: V. Bunge (2010)

Impactos en la calidad del agua superficial y subterránea

La extracción expone a los minerales a una fuerte oxidación que pueden potencialmente afectar la solubilidad de los minerales y su movilidad, causando la salinización del agua. Adicionalmente una disminución del nivel freático puede conllevar a un crecimiento bacteriano y la surgencia de agua de menor calidad con sustancias (como metano) causando una desestabilización geológica.

La extracción de agua superficial afectaría la ecohidrología de los cuerpos de agua superficial (Zorn et al., 2008), alterando su capacidad de dilución de contaminantes (Pennsylvania State University, 2010). El agua contenida en cuerpos superficiales y mantos freáticos se encuentra estrechamente vinculados, retroalimentándose en cantidad y calidad.

2) Mezcla química e inyección:

El fracturamiento hidráulico tiene dos propósitos: crear presión para propagar fracturas y para guiar a los agentes químicos hacia las fracturas. Los tipos y concentraciones de aditivos químicos varían dependiendo de las condiciones de cada pozo.

Existen impactos ambientales potenciales en el procedimiento de fracturación hidráulica que puede incidir en la contaminación de agua subterránea que se destina a consumo humano teniendo impactos a la salud. Si bien, con la finalidad de minimizar el riesgo de contaminación de aguas subterráneas, se requiere insertar y cementar los recubrimientos hasta aislar el pozo, algunos

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a la exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

yacimientos de lutita pueden encontrarse a altas temperaturas (35°C a 51°C) y a altas profundidades, lo cual ocasiona dificultades para cementar pozos corriendo el riesgo de fugas (Husain, 2011 citado en Estrada, 2013). Varios reportes indican que una construcción deficiente o pozos mal sellados pueden generar vías de contaminación hacia los acuíferos permitiendo a los contaminantes migrar hacia fuentes de agua (PADEP, 2010b; McMahon et al., 2011; State of Colorado Oil and Gas Conservation Commission, 2009a, 2009b, and 2009c; USEPA, 2010b). El riesgo de contaminación directa de los pozos de gas a los pozos de agua se incrementa dramáticamente con la disminución de la distancia vertical entre estos dos cuerpos.

Otro aspecto a considerar es la mezcla de sustancias que se utilizan para el proceso de fracturación como son agua, arenas y sustancias químicas. Estudios referidos por la EPA (2011) mencionan que el total de aditivos químicos utilizados para la fracturación varía de 0.5 a 2% del volumen; es decir que de 3 millones de galones de agua consumidos, 15,000 a 60,000 galones son agentes químicos.

Durante el fracturamiento pueden utilizarse hasta 750 productos químicos, algunos inofensivos a componentes peligrosos cuando se introducen en el sistema de aguas (29 identificados) muchos de los cuales aún no son regulados. Por ejemplo, ácidos inorgánicos como ácido clorhídrico usado para limpiar la perforación y disolver minerales solubles. Los más comunes se pueden ver en el siguiente recuadro:

COMPONENTES TÍPICOS DEL FLUIDO DE FRACTURACIÓN

- Agua (90%), puntales (8% y 9%) aditivos químicos (1% y 2%).
- Los aditivos químicos sirven como:
 - Disolventes en grietas (ácido clorhídrico)
 - Agentes antibacterianos (glutaraldehído)
 - Dilatadores de descomposición del polímero (persulfato de amonio)
 - Inhibidores de corrosión (dimetil formamida)
 - Conservadores de la viscosidad del fluido (sales de borato)
 - Reductores de fricción (poliacrilamida)
 - Apoyos del puntal (hydroxyethyl celulosa)
 - Controladores del hierro (ácido cítrico)
 - Portadores de salmuera (cloruro de potasio)
 - Excavadores de oxígeno (sulfato de amonio)
 - Ajustadores de PH (carbonato de sodio)
 - Inhibidores de hidratos (etilenglicol)
 - Agentes tensoactivos (isopropanol)
- Existen más de 2.500 productos que contienen más de 750 tipos de químicos.
- Muchos componentes están protegidos por leyes de propiedad intelectual o son “secretos comerciales”, por lo que hasta ahora no es posible conocer sus propiedades ni sus posibles efectos colaterales.

Fuente: USHRCFC, 2011.

Fuente: Estrada (2013)

El Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) recomienda que varios parámetros sean continuamente monitoreados durante el proceso de fracturamiento, incluyendo la presión de inyección superficial, para evitar que la presión ejercida no exceda la tolerancia de los componentes, y también recomienda el monitoreo de la tasa de purines, la concentración de aditivos químicos, entre otros.

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

Es necesario considerar también el monitoreo de distintas sustancias que se encuentran en estas formaciones, como gases metano, etano, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno; elementos traza como mercurio, plomo, arsénico; materiales radioactivos como radio, uranio, y materiales orgánicos como ácidos orgánicos, hidrocarburos policíclicos aromáticos, volátiles y semi-volátiles.

3) Regreso de agua (“flowback”), liberación de agua utilizada

Después del proceso de fracturación, la presión disminuye y la dirección del fluido se invierte, permitiendo la salida de las sustancias fuera del pozo hacia la superficie. A la mezcla de fluidos se le denomina “flowback”. Generalmente el periodo de “flowback” en la explotación de *shale gas* es de varias semanas (URS Corporation, 2009), mientras que el “flowback” proveniente de capas de carbón puede ser más larga (Rogers et al., 2007).

Estimaciones de la cantidad de fluido recuperado como “flowback” en las operaciones de gas lutita varía de 26 a 75% (Pickett, 2009; Veil, 2010; Horn, 2009). Hay menos información disponible para el caso de reservas del metano de capas de carbón.

Las propiedades físicas y químicas del “flowback” y del agua varían en función de la composición del fluido, ubicación geográfica, formación geológica y tiempo (Veil et al., 2004).

En general, los análisis del “flowback” de varios reportes mencionan que las concentraciones de sólidos disueltos totales (SDT) pueden ser de 1,500 miligramos por litro (mg/L) a más de 300,000 mg/L (Gaudlip and Paugh, 2008; Hayes, 2009a; Horn, 2009; Keister, 2009; Vidic, 2010; Rowan et al., 2011).

Juntos con los SDT, el “flowback” puede contener concentraciones de varios iones (bario, calcio, bromuros, cloruros, hierro, magnesio, sodio, estroncio, bicarbonato) con concentraciones de calcio y estroncio que pueden alcanzar miles de miligramos por litro (Vidic, 2010).

Los “flowback” también pueden contener radionucleidos que varían según las formaciones (Zielinski and Budahn, 2007; Zoback et al., 2010; Rowan et al., 2011), componentes orgánicos volátiles, incluyendo (pero no limitados) a benceno, tolueno, xileno y acetona (URS Corporation, 2009; NYSDEC, 2011). El pH de estos fluidos puede ser de 5 a 8 (Hayes, 2009a).

Todos estos compuestos varían no sólo a nivel nacional (entre cuencas geológicas) sino también a escala local (dentro de una misma cuenca) (USGS, 2002) y a lo largo del tiempo (Blauch, 2011; Hayes, 2011).

4) Tratamiento de agua y disposición de residuos

En México se tratan el 30% de las aguas residuales industriales (CONAGUA, 2012). De éstas, sólo el 2% lo hace mediante procedimientos terciarios (ver cuadro).

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a la exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

Tipo de tratamiento	Propósito	Número de plantas	Gasto de operación (m ³ /s)	Porcentaje
PRIMARIO	Ajustar el pH y remover materiales orgánicos y/o inorgánicos en suspensión con tamaño igual o mayor a 0.1 mm.	799	14.44	22.71
SECUNDARIO	Remover materiales orgánicos coloidales y disueltos.	1 726	45.48	71.51
TERCIARIO	Remover materiales disueltos que incluyen gases, sustancias orgánicas naturales y sintéticas, iones, bacterias y virus.	100	1.29	2.03
NO ESPECIFICADO		225	2.39	3.76
TOTAL		2 850	63.60	100.00

Fuente: Estadísticas del agua, 2012. CONAGUA

Si se usan las plantas de tratamiento tradicionales se tiene que restringir los volúmenes permitidos a menos de 1% del caudal diario (Pennsylvania Environmental Quality Board, 2009).

Las grandes cantidades de sodio y cloruro son perjudiciales para las plantas de tratamiento convencionales y pueden resultar en grandes cantidades de SDT en los efluentes, afectando la potabilización del agua. Un tratamiento posible para la disposición de estas aguas consiste en la reinyección. Por otro lado, el tratamiento del flowback en plantas de tratamiento con procedimientos de cloración puede producir subproductos de bromuro que tienen un fuerte impacto en la salud humana.

Impactos sobre los ecosistemas y la biodiversidad

La ocupación del espacio para la actividad de *fracking* genera diversos impactos, como:

-) El desmonte de vegetación que puede servir como sumidero de carbono (ayuda al control del cambio climático) y por tanto se vuelve emisor de gases de efecto invernadero
-) La degradación de los suelos y de los cuerpos de agua provocadas por esta actividad provoca disminución en su capacidad para ser sumideros de carbono, para contener ecosistemas sanos, para la producción de alimentos y otros recursos básicos
-) La explotación de gas lutita tiene impactos tanto inmediatos como a largo plazo en la flora y fauna local. La fragmentación provocada por esta actividad afecta especialmente a las especies con rangos de distribución restringidos, por ejemplo, especies endémicas, microendémicas, en alguna categoría de riesgo, etc. La fragmentación de los ecosistemas provoca la disminución de resiliencia (es decir los vuelve más vulnerables) y se induce

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

indirectamente el efecto de borde, lo que en muchas ocasiones provoca recambio de especies, modificaciones de los procesos ecológicos, paisajísticos, micro y meso-climáticos, así como la extinción local de especies. Adicionalmente, los altos niveles de salinidad en suelos y agua permiten el establecimiento de especies invasoras que tienen tolerancia a estas condiciones. El flujo de especies invasoras altera los procesos de los ecosistemas naturales e impacta en detrimento de la biodiversidad.

-) El proceso de establecimiento de un pozo de trabajo tiene impactos negativos sobre especies cuyos rangos de distribución son restringidos y que se sobreponen con regiones susceptibles a extracción de *shale gas*. Esto ocurre mayormente por la fragmentación de la vegetación local y la contaminación del agua
-) Se ha documentado que la extracción de *shale gas* tiene impactos en vegetación, invertebrados, peces, herpetofauna, aves, ganado, murciélago, entre otros, debido a la contaminación y consumo masivo de agua, y a la fragmentación del paisaje.
-) La rehabilitación y restauración ecológica de los sitios en donde hubo *fracking* necesita considerar procesos de remediación de suelos contaminados (compuestos tóxicos, acidez y salinidad), lo cual puede ser económicamente costoso.
-) Impactos acumulativos que afectará ecosistemas protegidos cuenca abajo (sitios Ramsar, ANPs, sitios de importancia ecológica)
-) Durante el ciclo de vida del *fracking*, se produce contaminación por ruido, afectando la dinámica tanto social como ecológica en el sitio. El ruido tiene un impacto negativo sobre la fauna, particularmente en sus procesos de comunicación y comportamiento. Muchos ejemplos han sido demostrados en los procesos de cortejo y búsqueda de alimento de las aves. Esto provoca cambios negativos en el funcionamiento de los ecosistemas y en su producción de servicios ambientales.

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

Instrumentos legales y normativos que deben considerarse en el proceso de “fracturación hidráulica”.

Instrumentos legales y normativos a considerar	Necesidades y Vacíos
Uso y distribución del agua (CONAGUA)	<p>El uso del agua para <i>fracking</i> compite con las necesidades de agua potable para consumo humano y para las actividades productivas (agricultura, ganadería, forestal, etc.). También compite con las necesidades de agua para el funcionamiento de los ecosistemas, y por lo tanto genera impacto negativo en las funciones y servicios que éstos pueden brindar a las poblaciones asentadas. En relación a este último punto, se deberá considerar la Norma de Caudal Ecológico en todo el país.</p> <p>Para las concesiones, considerar los escenarios de cambio climático, sobre todo en las regiones áridas y semi-áridas donde estas condiciones se agudizarán. Se deberá considerar que la extracción puede afectar la calidad del agua restante</p> <p>En las regiones potenciales para la realización de esta actividad ya existe un fuerte estrés hídrico que está ocasionando incompatibilidad entre los distintos usos (sobretudo agrícola y urbano). El consumo de agua necesaria para esta actividad agravará este conflicto, sobretudo considerando los escenarios de cambio climático.</p> <p>Ees importante impulsar como parte de una estrategia integral la elaboración de Planes de Seguridad del Agua (PSA), como parte de las acciones a llevarse a cabo dentro de los lineamientos de las Guías de Calidad del Agua Potable que promueve la Organización Mundial de la Salud. Los PSA se basan en un enfoque de evaluación de riesgos, considerando relevante la gestión eficaz de la cuenca de captación incluyendo factores naturales (fauna, flora, clima, topografía, geología, etc) y factores antrópicos (como la contaminación puntual y difusa)</p>

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

<p>Tratamiento de aguas residuales</p>	<p>Actualmente el tratamiento de aguas residuales es escaso y se realiza con plantas de tratamiento que no están equipadas para tratar fluidos que contienen radionucleidos, metales pesados y la diversidad de agentes químicos que utiliza esta actividad. Por lo que el riesgo de verter a ríos, lagos y arroyos las aguas residuales es muy alto, causando fuertes externalidades e impactos negativos a la salud humana y a los ecosistemas.</p> <p>Además, las plantas de tratamiento que usan la cloración como tratamiento común pueden producir subproductos de bromuro que tienen un fuerte impacto en la salud humana. Asimismo, las grandes cantidades de sodio y cloruro son perjudiciales para las plantas de tratamiento convencionales y pueden resultar en grandes cantidades de SDT en los efluentes, afectando la potabilización del agua.</p> <p>Por lo que puede afirmarse que en México no se cuenta con la infraestructura suficiente para que esta actividad cumpla con las normas de calidad de agua dispuestas.</p>
<p>Normas de calidad del agua (SEMARNAT, CONAGUA y SALUD)</p>	<p>No hay información suficiente sobre el nivel de toxicidad de los agentes químicos utilizados en esta actividad. Se desconocen las propiedades toxicológicas de muchos constituyentes usados para el fracturamiento hidráulico (que actualmente no existen: EPA, 2011).</p> <p>La falta de información sobre los agentes químicos utilizados ocasiona que la normatividad existente sea ineficiente.</p>
<p>Manifiesto de impacto ambiental a nivel regional (SEMARNAT)</p>	<p>Se recomienda incorporar en el reglamento en materia de MIA en la modalidad regional, la identificación, descripción y evaluación de los impactos en el área de influencia del proyecto, lo cual no lo considera. Lo anterior sin limitar la identificación, descripción y evaluación de los impactos acumulativos en el sistema ambiental regional.</p>

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

	<p>La exploración y explotación de gas y aceites de de lutitas por fracturación hidráulica están sujetas a la aprobación de la manifestación de impacto ambiental (MIA) en la modalidad regional*. Esta modalidad de MIA tiene como objeto identificar, describir y evaluar los impactos ambientales, acumulativos y residuales; así como las estrategias para la prevención y mitigación de estos en el sistema ambiental regional (Artículo 13. fracción V y VI). Sin embargo, la actividad extractiva por fracturación hidráulica tiene impactos ambientales significativos** a nivel local, donde destacan dos: 1) disminución de la disponibilidad de agua para consumo humano y para el ecosistema y 2) contaminación de agua cerca de pozos de fracturación, lo que puede comprometer la salud de las poblaciones cerca de la explotación de pozos. Los impactos antes mencionados pueden verse diluidos si las líneas bases consideradas se establecen a nivel regional, sub-valorizando los impactos en el contexto local de la zona de influencia del pozo de extracción. Más aún, no se cuenta con información suficiente para generar la línea base de los sistemas ambientales regionales, por ejemplo, la distribución e interconexión de acuíferos para evaluar el potencial de distribución de contaminantes residuales o información de caudales base para determinar umbrales mínimos para el mantenimiento del equilibrio ecohidrológico del sistema.</p> <p>Asimismo se considera que se deberá incluir en la regulación y en los estudios de MIA diversas cláusulas en donde garantice que se proveerán entrenamientos rigurosos y estrictos de supervisión que puedan prevenir (o contener) derrames en la superficie y las fugas de pozos y asegurar que los líquidos y los sólidos residuales se desechen correctamente. Asimismo, se debe garantizar que las empresas destinarán parte de sus ganancias a fondos para compensación de los impactos directos, para la restauración ecológica (suelos, agua, aire, ecosistemas) de la zona, y para mitigar cualquier impacto potencial sobre la tierra y el agua. Estos montos deben de ser evaluados y considerados proporcionalmente al área que se va a explotar y tienen que ser del orden del 40% debido a que los accidentes a esas profundidades son muy costos. Incluso después de que se hace una recuperación de un sitio donde se han presentado fugas se tiene que reconocer</p>
--	--

* Artículo 11 Fracción 4. Proyectos que pretendan desarrollarse en sitios en los que por su interacción con los diferentes componentes ambientales regionales, se prevean impactos acumulativos, sinérgicos o residuales que pudieran ocasionar la destrucción, el aislamiento o la fragmentación de los ecosistemas.

** Artículo 3, fracción IX. Impacto ambiental significativo o relevante: Aquel que resulta de la acción del hombre o de la naturaleza, que provoca alteraciones en los ecosistemas y sus recursos naturales o en la salud, obstaculizando la existencia y desarrollo del hombre y de los demás seres vivos, así como la continuidad de los procesos naturales.

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

que nunca quedará de la manera inicial que tampoco hay referencias hasta ahora que demuestren que se puede contener al 100 por ciento las fugas de esta técnica.

Se debe especificar también en el documento que la compañía deberá establecer medidas de monitoreo y vigilancia efectivas, con metodologías técnicamente probadas. Debido a que los derrames son accidentes difusos, un constante monitoreo de la calidad del agua tiene que ser mantenido y al momento de alguna anomalía se identifique detener las extracciones. Comprometer de manera directa a la compañía extractora a pagar los daños o contaminación producida por la extracción incluso si se va a quiebra. Los impuestos y otros incentivos económicos tendrán que ser instituidos para asegurar que un cierto nivel de beneficios relacionados con este tipo de extracción y haya una bolsa que se invierta en investigación y el desarrollo de fuentes alternativas de energía.

Debido a los fuertes y desconocidos impactos que esta actividad genera se debe modificar el proceso de evaluación de impacto ambiental para precisar el proceso, mecanismos, responsables y métodos necesarios que aseguren el monitoreo ambiental, con visión sistémica, previo, durante y después de la exploración y explotación. Así como los pasos requeridos si se incumplen los umbrales permitidos. El monitoreo previo permitirá determinar la línea base, y el monitoreo durante y después de las operaciones, el posible impacto. En ellos se debe evaluar la biodiversidad, el agua, la atmósfera y el suelo, ya que esto permite determinar los riesgos asociados a la actividad de hidro-fracturación. Los impactos negativos de la hidro-fracturación pueden estar localizados puntualmente pero también pueden, por las características de los compuestos y los medios en los que se distribuyen, ser difusos. **Se debe incorporar en el proceso de evaluación ambiental el sistema de monitoreo difuso, en agua, suelo y aire.** El monitoreo en biodiversidad, agua, aire y suelo que se propone puede dar una idea más acertada del impacto difuso de la hidro-fracturación. El monitoreo de la biodiversidad debe contemplar una lista de las especies y comunidades presentes en el área de impacto y en la de influencia, así como la determinación de la abundancia de especies centinela o indicadoras, y un análisis de su estado de salud mediante la toma de muestras biológicas y el análisis de las principales enfermedades y la presencia de sustancias tóxicas.

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

	<p>Asimismo, es necesario que México cuente con una lista de las sustancias químicas potencialmente utilizables en la hidro-fracturación, y que dicha lista incluya información sobre cantidad que se puede utilizar, y que indique las sustancias que por su peligrosidad, deberán estar prohibidas para su uso en cualquier actividad y en particular para hidro-fracturación.</p> <p>Dado que muchos de los impactos de esta actividad ocurren sobre el recurso hídrico (aguas subterráneas y aguas superficiales) el proceso de impacto ambiental debe incorporar el efecto acumulativo en su desarrollo, ya que los impactos circularán más allá que el área establecida por el proyecto inicial.</p> <p>Sin embargo, es necesario considerar que no se conoce (EPA, 2011) los impactos de muchos de los agentes químicos a corto y largo plazo, sobre la salud humana y la de los ecosistemas.</p>
Sector energético y económico	<p>Para la producción de combustible (CH₄) por fracturación hidráulica se requieren mayor número de pozos por unidad de área (comparado con la producción petrolera), cada uno ocupando aproximadamente 1 km²; el ciclo de vida de cada pozo es corto (de 5 a 15 años) con la mayor producción obtenida durante los primeros seis meses de explotación. Por lo que se esperaría que el área de impacto tenga un crecimiento rápido</p>
Estrategia Nacional de Cambio Climático	<p>El metano en la atmósfera funciona como un gas de efecto invernadero con mucho más potencial de calentamiento que el dióxido de carbono, aunque su duración en ese medio es sensiblemente menor (IPCC, 2007).</p> <p>Se ha documentado emisiones CH₄, de otros gases GEI y de compuestos contaminantes a la atmósfera, al agua, al suelo y al subsuelo debido a prácticas de <i>fracking</i></p> <p>Según algunos estudios, las emisiones provenientes de la actividad de <i>fracking</i> y del uso de “gas natural” inicialmente provocará incremento en el calentamiento global para el horizonte cercano (20 años) y podría ser comparable al uso de combustibles fósiles en el horizonte lejano (100 años)</p>

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

Conclusiones.

Dado que el desarrollo del gas lutita es reciente, la información científica sobre el impacto de la salud humana y ambiental aún es incipiente. Más aún, la baja tasa de recuperación de hidrocarburos, la variabilidad del éxito de las perforaciones, la rapidez con la que se llega al pico de producción y el declive pronunciado de la misma, hacen que el desarrollo de esta actividad sin el conocimiento amplio del costo-beneficio y de las externalidades negativas que pueden generarse a corto y largo plazo sea incierta e inestable.

El análisis de la actividad de la exploración y explotación de gas lutita ha sacado a luz vacíos en la información disponible que posibilitaría fortalecer la regulación, vacíos en la normatividad que no se estableció pensando en impactos de que ocasiona esta actividad y finalmente ausencia de infraestructura necesaria para mitigar los impactos. **Por lo cual se sugiere, que ANTES de llevar a cabo actividades en esta materia, se promueva el desarrollo de la información científica necesaria, la normatividad correspondiente y se impulse la construcción de infraestructura adecuada.**

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

En este cuadro se anotan los puntos que SEMARNAT considera que son competencia del INECC y de otras instancias del sector ambiental.

TEMA	INSTITUCIONES INVOLUCRADAS	OBSERVACIONES
II.1 Disposiciones generales		
19.- Minimizar las emisiones por venteo de gas natural durante la perforación del pozo y reducir las emisiones mediante la captura	DGGCARETC INECC DGPAIRS DGAPCC	
20.- Realizar monitoreos perimetrales de calidad del aire cada 6 meses de los contaminantes criterio, y hacer estimaciones de emisiones fugitivas de Gases de Efecto Invernadero, principalmente CH ₄ COVs.	DGGCARETC INECC DGPAIRS DGAPCC	
21.- Elaborar un inventario de emisiones de CO ₂ , equivalente durante el ciclo de vida las actividades de exploración y explotación de gas y aceite lutitas.	DGGCARETC INECC DGPAIRS	

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

	DGAPCC	
II.4 Fracturamiento		
1.- El operador petrolero deberá indicar en la MIA-R el tipo de fluido de fractura, ya sea agua u otro, en el caso de uso de agua, especificar si la fuente es de cuerpos de agua dulce, ya sean superficiales o subterráneos, además de la calidad de agua y del caudal por pozo a utilizar. Deberá establecer el estado base.	DGIRA CONAGUA DGGCAETC INECC DGPAIRS	
2. En caso de utilizar otro fluido de fracturamiento distinto al agua, deberá proporcionar la información a la autoridad ambiental suficiente para que esta evalúe si existen riesgos al medio ambiente por su uso.	DGIRA CONAGUA DGGIMAR DGGCARETC INECC DGPAIRS PROFEPA	
6.- Se deberá llevar una bitácora donde se refleje la información sobre el volumen de agua utilizada por pozo, volumen de sustancias aditivas para	DGIRA CONAGUA	

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

<p>fracturamiento, longitud de línea de fractura y sismicidad. En la bitácora se deberá registrar la demanda acumulativa de agua durante la vida del proyecto, así como una calendarización de estos requerimientos.</p>	<p>DGGIMAR DGGCARETC INECC DGPAIRS PROFEPA</p>	
<p>8.- Se deberá revelar la fórmula y cantidad de los compuestos utilizados en los productos de fluidos de perforación y fracturamiento, para lo cual cada uno de ellos deberán contar con la hoja de seguridad (MSDS). Se deberá hacer la clasificación conforme a la NMX-R-019-SCFI-2011, en la que se desglose el número CAS de cada componente, con el objetivo de verificar si alguno de ellos se encuentra en el listado de sustancias del Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC), el Primero y Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas, en la Ley General de Prevención y Gestión Integral de los Residuos y su reglamento, o en su caso, en algún tratado o convenio internacional firmado por México, que establezca condiciones de manejo o disposición específicas.</p>	<p>DGIRA CONAGUA DGGIMAR DGGCARETC INECC DGPAIRS PROFEPA</p>	

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

<p>18.- Prevenir y controlar emisiones fugitivas de CH₄ y gases (COVs, COPs) en los sistemas de tratamiento de aguas residuales, mediante terminaciones verdes. Se deberá incluir un sistema de oxidación deberá ser mayor o igual a 98%</p>	<p>DGIRA DGGCARETC INECC DGPAIRS</p>	
<p>19.- Se deberá elaborar un plan de manejo de las sustancias utilizadas, del fluido de inyección y el plan de tratamiento de las aguas extraídas para la remoción de dichos componentes, y su disposición final.</p>	<p>DGIRA DGGCARETC INECC DGPAIRS</p>	
<p>III.1 Disposiciones generales</p>		
<p>2. El programa de atención de contingencia debe contener la instalación de sistema de control de tormentas (sistemas de conexión a tierra, pararrayos, infraestructura para evitar inundaciones), erosión, diques de contención de derrames de aceite del doble del volumen del tanque de almacenamiento, que cuente con un sistema neumático de control para reducir emisiones de COV y CH₄, registro de eventos climatológicos trascendentes en la zona con el fin</p>	<p>PROFEPA DGIRA DGGIMAR DGGCARETC INECC DGPAIRS DGAPCC</p>	<p>Se debe incorporar al Servicio Meteorológico Nacional- CONAGUA</p> <p>INECC NO tiene atribuciones en este tema</p>

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

de monitorear la infraestructura y hacer las reparaciones correspondientes.		
---	--	--

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

Comentarios adicionales

-) El documento está enfocado a la hidro- fracturación que consiste en la inyección de agua tratada con químicos y otros agentes al subsuelo con el objetivo de movilizar el gas metano atrapado en el mismo.
-) Se considera pertinente la recomendación de incluir en la Ley Federal de Aguas Nacionales, referencia y tratamiento explícito sobre la fracturación hidráulica, dado el riesgo de contaminación de los mantos acuíferos y otros efectos alternos.
-) Asimismo, se apoya la recomendación de revisar la Ley de Propiedad Intelectual para identificar los químicos y tóxicos que se utilizan en la inyección hidráulica, y que bajo el supuesto de secreto industrial, las compañías se podrían negar a revelar dicha información.
-) Al igual que otras actividades de extracción de hidrocarburos, parte de las aguas residuales son vertidas en pozos de inyección que deberán ser estrictamente monitoreados para el control de sustancias tóxicas y residuos peligrosos.
-) Como bien lo señala el documento, la gran cantidad de agua requerida para el proceso requiere una estricta vigilancia por parte de la autoridad responsable a fin de no autorizar proyectos en aquellos sitios con escasez de recurso.
-) En cuanto a las emisiones de metano y de otros gases de efecto invernadero, se recomienda considerar lo siguiente:
 - o La estimación de las emisiones deberá incluirse en el Inventario Nacional, así como evaluar las oportunidades de mitigación, por lo que en su momento será necesario trabajar en la identificación de metodologías adecuadas para su estimación y su reporte, incluyendo el análisis de ciclo de vida y del rendimiento energético del proceso.
 - o Los proyectos deberán incluir el monitoreo de emisiones fugitivas de metano, incluyendo la determinación de una línea base.
 - o Respecto a los temas 2 y 18 del documento sobre la prevención y control de emisiones fugitivas de metano y otros gases en los sistemas de aguas residuales, y sobre al programa de atención de contingencias, que mencionan al INECC como entidad, es importante señalar que no son competencia directa del INECC.

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

Referencias

API (American Petroleum Institute). (2009a, July). *Environmental protection for onshore oil and gas production operations and leases*. API Recommended Practice 51R, first edition. Washington, DC: American Petroleum Institute. Retrieved June 24, 2011, from http://www.api.org/policy/exploration/hydraulicfracturing/upload/API_RP_S1R.pdf

API (American Petroleum Institute). (2009b, October). *Hydraulic fracturing operations—well construction and integrity guidelines*. API Guidance Document HF1. Washington, DC: American Petroleum Institute.

API (American Petroleum Institute). (2010a, June). *Water management associated with hydraulic fracturing*. API Guidance Document HF2, first edition. Washington, DC: American Petroleum Institute. Retrieved January 20, 2011, from <http://www.api.org/Standards/new/api-hf2.cfm>.

API (American Petroleum Institute). (2010b, July 19). *Freeing up energy—hydraulic fracturing: Unlocking America’s natural gas resources*. Washington, DC: American Petroleum Institute. Retrieved December 2, 2010, from http://www.api.org/policy/exploration/hydraulicfracturing/upload/HYDRAULIC_FRACTURING_PRIMER.pdf.

Estrada, J.H (2013) Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centroamérica. Unidad de Energía y Recursos Naturales de la Sede Subregional de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Cooperación Alemana.

Galusky, L. P., Jr. (2007, April 3). *Fort Worth Basin/Barnett Shale natural gas play: An assessment of present and projected fresh water use*. Fort Worth, TX: Barnett Shale Water Conservation and Management Committee. Retrieved July 21, 2010, from www.barnettshalewater.org/uploads/Barnett_Water_Availability_Assessment__Apr_3__2007.pdf.

Gaulip, A. W., & Paugh, L. O. (2008, November 18). *Marcellus Shale water management challenges in Pennsylvania* (No. SPE 119898). Presented at the Society of Petroleum Engineers Shale Gas Production Conference, Irving, TX.

Gillen, J. L., & Kiviat, E. (2011). Hydraulic Fracturing Threats to Species with Restricted Geographic Ranges in the Eastern United States. *Environmental Practice*, 14(04), 320–331. doi:10.1017/S1466046612000361

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

GWPC (Ground Water Protection Council) & ALL Consulting. (2009). *Modern shale gas development in the US: A primer*. Contract DE-FG26-04NT15455. Washington, DC: US Department of Energy, Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory. Retrieved August 2, 2010, from http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/EPreports/Shale_Gas_Primer_2009.pdf.

GWPC (Ground Water Protection Council). (2009). *State oil and natural gas regulations designed to protect water resources*. Washington, DC: US Department of Energy, National Energy Technology Laboratory. Retrieved July 23, 2010, from <http://data.memberclicks.com/site/coga/GWPC.pdf>.

Halliburton. (2008). *US shale gas – an unconventional resource, unconventional challenge*. Retrieved September 7, 2011, from http://www.halliburton.com/public/solutions/contents/Shale/related_docs/H063771.pdf.

Hayes, T. (2009a, June 4). *Gas shale produced water*. Presented at the Research Partnership to Secure Energy for America/Gas Technology Institute Gas Shales Forum, Des Plaines, IL. Retrieved August 11, 2010, from http://www.rpsea.org/attachments/contentmanagers/429/Gas_Shale_Produced_Water_-_Dr._Tom_Hayes_GTI.pdf.

Hayes, T. (2009b, December 31). *Sampling and analysis of water streams associated with the development of Marcellus Shale gas, final report*. Canonsburg, PA: Marcellus Shale Coalition, Gas Technology Institute.

Holditch, S. A. (1993, March). Completion methods in coal-seam reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 45(3), 270-276.

Horn, A. D. (2009, March 24). *Breakthrough mobile water treatment converts 75% of fracturing flowback fluid to fresh water and lowers CO2 emissions* (No. SPE 121104). Presented at the Society of Petroleum Engineers E&P Environmental and Safety Conference, San Antonio, TX.

Ince, J., Queller, P., Rood, D., & Shervanick, K. (2013). *Fracking Up the Future : Recommendations for Hydraulic Fracturing in Gonzales County , TX* Fracking Up the Future: Recommendations for Hydraulic Fracturing in Gonzales County , TX.

James, A. L. 2013. Municipal Prohibition of Fracking and Gas Exploration and Extraction Generally Could It Be a Taking? *Environmental Claims Journal*, 25:3-18

Jeu, S. J., Logan, T. L., & McBane, R. A. (1988, October 2-5). *Exploitation of deeply buried coalbed methane using different hydraulic fracturing techniques in the Piceance Basin, Colorado, and San Juan Basin, New Mexico*. Presented at the Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX.

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

Keister, T. (2009, January 12). *Marcellus gas well water supply and wastewater disposal, treatment, and recycle technology*. Brockway, PA: ProChemTech International, Inc. Retrieved July 29, 2010, from

http://www.prochemtech.com/Literature/TAB/PDF_TAB_Marcellus_Gas_Well_Water_Recycle.pdf

Kelvin B. Gregory, Radisav D. Vidic and David A. Dzombak, (2011) Global Water Sustainability: Water Management Challenges Associated with the Production of Shale Gas by Hydraulic Fracturing *ELEMENTS*, June, v. 7, p. (3): 181-186

Kiviat, E. (2013). Risks to biodiversity from hydraulic fracturing for natural gas in the Marcellus and Utica shales. *Annals of the New York Academy of Sciences*, 1286, 1–14. doi:10.1111/nyas.12146

OMS (2006) Guías para la calidad del agua potable [recurso electrónico]: incluye el primer apéndice. Vol. 1: Recomendaciones. Tercera edición. Versión electrónica para la Web.

Ospina Noreña, J.E., G. Sánchez Torres Esqueda y C. Conde Álvarez, 2010. Impactos del cambio climático en las regiones hidrológicas del Golfo de México, p. 73-88. En: E. Rivera-Arriaga, I. Azuz-Adeath, L. Alpuche Gual y G.J. Villalobos-Zapata (eds.). *Cambio Climático en México un Enfoque Costero-Marino*. Universidad Autónoma de Campeche CetyS-Universidad, Gobierno del Estado de Campeche. 944 p.

PADEP (Pennsylvania Department of Environmental Protection). (2010a). *Marcellus Shale*. Harrisburg,

PADEP (Pennsylvania Department of Environmental Protection). (2010b, December 15). *Consent order and settlement agreement (Commonwealth of Pennsylvania Department of Environmental Protection and Cabot Oil & Gas Corporation)*. PA: Pennsylvania Department of Environmental Protection.

Palmer, I. D., Fryan, R. T., Tumino, K. A., & Puri, R. (1991, August 12). Water fracs outperform gel fracs in coalbed pilot. *Oil and Gas Journal*, 71-76.

Palmer, I. D., Lambert, S. W., & Spitler, J. L. (1993). Coalbed methane well completions and stimulations. *AAPG Studies in Geology*, 38, 303-341.

Pennsylvania State University. (2010). *Marcellus education fact sheet. Water withdrawals for development of Marcellus Shale gas in Pennsylvania: Introduction to Pennsylvania's water resources*. University Park, PA: College of Agricultural Sciences, Pennsylvania State University. Retrieved November 26, 2010, from <http://pubs.cas.psu.edu/freepubs/pdfs/ua460.pdf>. API

Pickett, A. (2009, March). New solutions emerging to treat and recycle water used in hydraulic fracs. *American Oil & Gas Reporter*. Retrieved July 29, 2010, from http://www.aogr.com/index.php/magazine/cover_story_archives/march_2009_cover_story/.

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a la exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

Rogers, R. E., Ramurthy, M., Rodvelt, G., & Mullen, M. (2007). *Coalbed methane: Principles and practices*. Third edition. Starkville, MS: Oktibbeha Publishing Co. Retrieved August 2, 2010, from http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf

Rowan, E. L., Engle, M. A., Kirby, C. S., & Kraemer, T. F. (2011, September 7). *Radium content of oil- and gas- field produced waters in the northern Appalachian Basin – Summary and discussion of data*. US Geological Survey Scientific Investigations Report 2011-5135.

Satterfield, J., Kathol, D., Mantell, M., Hiebert, F., Lee, R., & Patterson, K. (2008, September 20-24). *Managing water resource challenges in select natural gas shale plays*. GWPC Annual Forum. Oklahoma City, OK: Chesapeake Energy Corporation. Retrieved July 21, 2010, from <http://www.gwpc.org/meetings/forum/2008/proceedings/Ground%20Water%20&%20Energy/SatterfieldWaterEnergy.pdf>.

SENER (2012) Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2012-2026. Secretaria de Energía. Gobierno Federal, México.

United States Environmental Protection Agency. 2011 Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources Office of Research and Development US Environmental Protection Agency Washington, D.C. 190 p. EPA/600/R-11/122 Disponible en: http://www2.epa.gov/sites/production/files/documents/hf_study_plan_110211_final_508.pdf

United States EIA,(2011) “World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the US”, Disponible en http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/chapters_i_iii.pdf

URS Corporation. (2009, September 16). *Water-related issues associated with gas production in the Marcellus Shale: Additives use, flowback quality and quantities, regulations, on-site treatment, green technologies, alternate water sources, water well-testing*. Prepared for New York State Energy Research and Development Authority, Contract PO No. 10666. Fort Washington, PA: URS Corporation. Retrieved August 2, 2010, from <http://www.nyserda.org/publications/02%20Chapter%20-%20URS%202009-9-16.pdf>.

USGS (US Geological Survey). (2002, May 29). *Produced waters database*. Reston, VA: US Geological Survey National Center. Retrieved January 17, 2011, from <http://energy.cr.usgs.gov/prov/prodwat/data2.htm>.

Veil, J. A., Puder, M. G., Elcock, D., & Redweik, R. J. (2004). *A white paper describing produced water from production of crude oil, natural gas, and coal bed methane*. Prepared for the US Department of Energy, National Energy Technology Laboratory. Argonne, IL: Argonne National Laboratory. Retrieved January 20, 2011, from <http://www.evs.anl.gov/pub/doc/ProducedWatersWP0401.pdf>

Comentarios al documento “Criterios ambientales respecto a las exploración y explotación de gas y aceite de lutitas (Shale Gas & Oil)

Dirección General de Investigación de Ordenamiento Ecológico y Conservación de los Ecosistemas

Vidic R.D., S. L. Brantley, J. M. Vandebossche, D. Yoxtheimer, J. D. Abad. 2013. Impact of Shale Gas Development on Regional Water Quality, *Science* 340, 1235009 (2013). DOI: 10.1126/science.1235009

Vidic, R. D. (2010, March 18). *Sustainable water management for Marcellus Shale development*. Presented at Marcellus Shale natural gas stewardship: Understanding the environmental impact, Marcellus Shale Summit, Temple University, Philadelphia, PA. Retrieved July 29, 2010, from

Vidic, R. D. (2010, March 18). *Sustainable water management for Marcellus Shale development*. Presented at Marcellus Shale natural gas stewardship: Understanding the environmental impact, Marcellus Shale Summit, Temple University, Philadelphia, PA. Retrieved July 29, 2010, from

Zielinski, R.A., & Budahn, J. R. Mode of occurrence and environmental mobility of oil-field radioactive material at US Geological Survey research site B, Osage-Skiatook Project, northeastern Oklahoma. *Applied Geochemistry*, 22, 2125-2137.

Zoback, M., Kitasei, S., & Copithorne, B. (2010, July). *Addressing the environmental risks from shale gas development*. Briefing paper 1. Washington, DC: Worldwatch Institute. Retrieved January 20, 2011, from <http://www.worldwatch.org/files/pdf/Hydraulic%20Fracturing%20Paper.pdf>.

Zorn, T. G., Seelbach, P. W., Rutherford, E. S., Wills, T. C., Cheng, S., & Wiley, M. J. (2008, November). *A regional-scale habitat suitability model to assess the effects of flow reduction on fish assemblages in Michigan streams*. Fisheries Division Research Report 2089. Lansing, MI: State of Michigan Department of Natural Resources. Retrieved January 20, 2011, from <http://www.michigandnr.com/PUBLICATIONS/PDFS/ifr/ifrilibra/Research/reports/2089/RR2089.pdf>.