

DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICAS INTERIORES

DEPARTAMENTO TEMÁTICO **A**  
POLÍTICA ECONÓMICA Y CIENTÍFICA

Asuntos Económicos y Monetarios

Empleo y Asuntos Sociales

**Medio Ambiente, Salud Pública  
y Seguridad Alimentaria**

Industria, Investigación y Energía

Mercado Interior y Protección del Consumidor



**Repercusiones de la  
extracción de gas y petróleo  
de esquisto en el medio  
ambiente y la salud humana**

ENVI





**DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICAS INTERIORES**  
**DEPARTAMENTO TEMÁTICO A: POLÍTICA ECONÓMICA Y**  
**CIENTÍFICA**

# **Repercusiones de la extracción de gas y petróleo de esquisto en el medio ambiente y la salud humana**

## **ESTUDIO**

### **Resumen**

En el presente estudio se exponen las repercusiones que puede tener la fracturación hidráulica en el medio ambiente y la salud humana. Los datos cuantitativos y las repercusiones cualitativas proceden de las experiencias obtenidas en los Estados Unidos, ya que la extracción de gas de esquisto en Europa se encuentra en sus primeras fases, mientras que los Estados Unidos tienen más de 40 años de experiencia y han perforado ya más de 50 000 pozos. Asimismo se evalúan las emisiones de gases de efecto invernadero sobre la base de una reseña crítica de la bibliografía existente y cálculos propios. Se examina la legislación europea sobre las actividades de fracturación hidráulica y se formulan recomendaciones para trabajos futuros. Se abordan los posibles recursos de gas y la futura disponibilidad de gases de esquisto en vista del actual abastecimiento de gas convencional y su probable evolución en el futuro.

Este documento fue solicitado por la Comisión de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria del Parlamento Europeo.

## **AUTORES**

Stefan LECHTENBÖHMER, Instituto de Clima, Medio Ambiente y Energía de Wuppertal  
Matthias ALTMANN, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH  
Sofia CAPITO, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH  
Zsolt MATRA, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH  
Werner WEINDRORF, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH  
Werner ZITTEL, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH

## **ADMINISTRADOR RESPONSABLE**

Lorenzo VICARIO  
Departamento Temático de Política Económica y Científica  
Parlamento Europeo  
B-1047 Bruselas  
Correo electrónico: [Poldep-Economy-Science@europarl.europa.eu](mailto:Poldep-Economy-Science@europarl.europa.eu)

## **VERSIONES LINGÜÍSTICAS**

Original: EN  
BG/ES/CS/DA/DE/ET/EL/FR/IT/LV/LT/HU/NL/PL/PT/RO/SK/SL/FI/SV

## **ACERCA DEL EDITOR**

Para ponerse en contacto con el Departamento Temático o suscribirse a su boletín, diríjase a:  
[Poldep-Economy-Science@europarl.europa.eu](mailto:Poldep-Economy-Science@europarl.europa.eu)

---

Manuscrito terminado en noviembre de 2011.  
Bruselas, © Parlamento Europeo, 2011

Este documento ha sido publicado en Internet en:  
<http://www.europarl.europa.eu/activities/committees/studies.do?language=ES>

---

## **CLÁUSULA DE EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Las opiniones que se expresan en este documento son exclusivamente responsabilidad de los autores y no reflejan necesariamente la posición oficial del Parlamento Europeo.

La reproducción y la traducción de este documento con fines no comerciales están autorizadas a condición de que se cite explícitamente la fuente y se avise previamente al editor, adjuntándosele una copia.

# ÍNDICE

<b>LISTA DE ABREVIATURAS</b>	<b>5</b>
<b>LISTA DE CUADROS</b>	<b>8</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>8</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>10</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>14</b>
<b>1.1. Gas de esquisto</b>	<b>14</b>
1.1.1. ¿Qué es el gas de esquisto?	14
1.1.2. Avances recientes de la extracción de gas no convencional	16
<b>1.2. Petróleo de esquisto</b>	<b>18</b>
1.2.1. ¿Qué es el petróleo de esquisto y el petróleo estático?	18
1.2.2. Avances recientes de la extracción de petróleo estático	18
<b>2. REPERCUSIONES EN EL MEDIO AMBIENTE</b>	<b>19</b>
<b>2.1. La fracturación hidráulica y sus posibles repercusiones en el medio ambiente</b>	<b>19</b>
<b>2.2. Repercusiones en el paisaje</b>	<b>21</b>
<b>2.3. Emisiones de contaminantes atmosféricos y contaminación del suelo</b>	<b>23</b>
2.3.1. Contaminantes atmosféricos procedentes de operaciones ordinarias	24
2.3.2. Contaminantes procedentes de la erupción de pozos o accidentes en los lugares de perforación	26
<b>2.4. Aguas de superficie y subterráneas</b>	<b>26</b>
2.4.1. Consumo de agua	26
2.4.2. Contaminación del agua	28
2.4.3. Eliminación de aguas residuales	30
<b>2.5. Terremotos</b>	<b>31</b>
<b>2.6. Productos químicos, radiactividad y repercusiones en la salud humana</b>	<b>31</b>
2.6.1. Materiales radiactivos	31
2.6.2. Productos químicos que deben utilizarse	32
2.6.3. Repercusiones en la salud humana	35
<b>2.7. Posibles beneficios ecológicos a largo plazo</b>	<b>36</b>
<b>2.8. Los riesgos en los debates públicos</b>	<b>37</b>
<b>2.9. Consumo de recursos</b>	<b>38</b>
<b>3. BALANCE DE GASES DE EFECTO INVERNADERO</b>	<b>40</b>
<b>3.1. Gas de esquisto y gas estático</b>	<b>40</b>
3.1.1. La experiencia de Norteamérica	40
3.1.2. Posibilidad de transferencia a las condiciones europeas	44
3.1.3. Cuestiones pendientes	47

<b>3.2. Petróleo estático</b>	<b>47</b>
3.2.1. Experiencias en Europa	48
<b>4. MARCO NORMATIVO DE LA UE</b>	<b>49</b>
<b>4.1. Directivas específicas aplicables a las industrias extractivas</b>	<b>49</b>
<b>4.2. Directivas no específicas (tema principal: medio ambiente y salud humana)</b>	<b>51</b>
4.2.1. Riesgos generales de la minería regulados por Directivas de la UE	51
4.2.2. Riesgos específicos de la extracción de gas de esquisto y petróleo estático contemplados en las Directivas de la UE	53
<b>4.3. Lagunas y cuestiones pendientes</b>	<b>61</b>
<b>5. DISPONIBILIDAD Y PAPEL EN UNA ECONOMÍA HIPOCARBÓNICA</b>	<b>64</b>
<b>5.1. Introducción</b>	<b>64</b>
<b>5.2. Comparación del tamaño y ubicación de los depósitos de gas y petróleo de esquisto y de los depósitos convencionales</b>	<b>65</b>
5.2.1. Gas de esquisto	65
5.2.2. Petróleo de esquisto y petróleo estático	69
<b>5.3. Análisis de los yacimientos productores de gas de esquisto en los Estados Unidos</b>	<b>72</b>
5.3.1. Producción durante el primer mes	72
5.3.2. Perfiles típicos de producción	73
5.3.3. Recuperación estimada absoluta (REA) por pozo	73
5.3.4. Algunos ejemplos de los Estados Unidos	73
5.3.5. Principales parámetros de importantes yacimientos europeos de gas de esquisto	75
5.3.6. Explotación hipotética de un yacimiento	76
<b>5.4. Papel de la extracción de gas de esquisto en la transición a una economía hipocarbónica y la reducción a largo plazo de las emisiones de CO<sub>2</sub></b>	<b>77</b>
5.4.1. La producción de gas convencional en Europa	77
5.4.2. Probable importancia de la producción de gas no convencional para el suministro de gas en Europa	78
5.4.3. Papel de la producción de gas de esquisto para la reducción a largo plazo de las emisiones de CO <sub>2</sub>	78
<b>6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>80</b>
<b>REFERENCIAS</b>	<b>84</b>
<b>ANEXO: FACTORES DE CONVERSIÓN</b>	<b>92</b>

## LISTA DE ABREVIATURAS

- ACP** Países de África, el Caribe y el Pacífico
- ac-ft** acre-pie (= 1 215 m<sup>2</sup>)
- ADR** Acuerdo europeo sobre transporte internacional de mercancías peligrosas por carretera
- AGS** Arkansas Geological Survey (Estudio geológico de Arkansas)
- MTD** Mejores técnicas disponibles
- bbi** Barril (159 litros)
- bcm** Miles de millones de m<sup>3</sup>
- RMTD** Referencia de las mejores técnicas disponibles
- CBM** metano procedente de yacimientos de carbón
- CO** Monóxido de carbono
- CO<sub>2</sub>** Dióxido de carbono
- D** Darcy (Unidad de medida de permeabilidad)
- EIM** Evaluación de impacto medioambiental
- UE** Unión Europea
- EUR** Recuperación estimada absoluta (cantidad de petróleo que se recupera en última instancia)
- Gb** Gigabarriles (10<sup>9</sup> bbl)
- GEI** Gases de efecto invernadero
- GIP** gas presente, cantidad de gas contenida en el esquisto de gas
- AIE** Agencia Internacional de la Energía
- IPPC** Prevención y control integrados de la contaminación
- km** Kilómetro
- kt** Kilotón

- LCA** Análisis del ciclo de vida
- m** Metro
- m<sup>3</sup>** Metro cúbico
- MJ** Megajulio
- MMscf** Millones de pies cúbicos
- Mt** Millones de toneladas
- MW** Residuos de la minería
- NEEI** Industrias extractivas no energéticas
- COVNM** Compuestos orgánicos volátiles no metánicos
- NORM** Sustancias radiactivas normales (abreviadas a menudo como N.O.R.M.)
- NO<sub>x</sub>** Óxido de nitrógeno
- OGP** Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas
- PA DEP** Departamento de Protección Medioambiental de Pennsylvania
- PLTA** Asociación de Fideicomisos de Tierras de Pennsylvania
- PM** Particulados
- ppmm** Partes por mil millones
- ppm** Partes por millón
- Scf** Pie cúbico (1000 Scf = 28,3 m<sup>3</sup>)
- SO<sub>2</sub>** Dióxido de azufre
- SPE** Society of Petroleum Engineers (Sociedad de Ingenieros Petrolíferos)
- TCEQ** Texas Commission on Environmental Quality (Comisión de Calidad Medioambiental de Texas)
- Tm<sup>3</sup>** Terametro cúbicos (10<sup>12</sup> m<sup>3</sup>)

- COT** Carbono orgánico total
- RU** Reino Unido
- CEPE** Comisión Económica de Naciones Unidas para Europa
- US-EIA** United States Energy Information Administration (Administración de Información Energética de los Estados Unidos)
- USGS** United States Geological Survey (Estudio Geológico de los Estados Unidos)
- COV** Compuestos volátiles orgánicos
- WEO** World Energy Outlook (Perspectivas mundiales de la energía)

## LISTA DE CUADROS

Cuadro 1: Emisiones típicas específicas de contaminantes atmosféricos procedentes de los motores estacionarios de gasóleo utilizados para la perforación, fracturación hidráulica y finalización de pozos.....	25
Cuadro 2: Demanda de agua de diversos pozos para la producción de gas de esquisto (m <sup>3</sup> ) .....	27
Cuadro 3: Algunas sustancias utilizadas como aditivos químicos para fluidos de fracturación en Baja Sajonia, Alemania .....	35
Cuadro 4: Cantidades estimadas de materiales y movimientos de camiones para las actividades relacionadas con la explotación de gas natural [NYCDEP 2009] .....	38
Cuadro 5: Emisiones de metano procedentes de fluidos de reflujo correspondientes a cuatro pozos de gas natural no convencional .....	42
Cuadro 6: Emisiones de las fases de prospección, extracción y procesamiento de gas de esquisto en relación con el poder calorífero inferior del gas producido .....	43
Cuadro 7: Emisiones de GEI procedentes del suministro de electricidad generada en TGCC con diversas fuentes de gas natural comparadas con las del suministro de electricidad procedente de carbón, en g de equivalente CO <sub>2</sub> por kWh de electricidad .....	46
Cuadro 8: Directivas de la UE elaboradas específicamente para las industrias extractivas .....	50
Cuadro 9: Legislación más importante para las industrias extractivas .....	52
Cuadro 10: Directivas de la UE sobre el agua .....	54
Cuadro 11: Directivas importantes de la UE sobre protección del medio ambiente .....	56
Cuadro 12: Directivas importantes de la UE en materia de seguridad en el trabajo .....	57
Cuadro 13: Directiva aplicable a la protección contra la radiación .....	59
Cuadro 14: Directivas de la UE aplicables a los residuos.....	59
Cuadro 15: Directivas de la UE sobre sustancias químicas y accidentes asociados a estas .....	60
Cuadro 16: Evaluación de la producción de gas convencional comparada con los recursos de gas de esquisto (gas presente, así como recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables); GP = gas presente; mmm <sup>3</sup> (los datos originales se han convertido a m <sup>3</sup> a razón de 1000 Scf = 28,3 m <sup>3</sup> ) .....	66
Cuadro 17: Evaluación de importantes explotaciones de gas de esquisto en los Estados Unidos (los datos originales se han convertido a razón de 1000 Scf= 28,3 m <sup>3</sup> y 1 m = 3 pies) .....	68
Cuadro 18: Estimaciones de los recursos de petróleo de esquisto en Europa (en millones de toneladas) .....	70
Cuadro 19: Evaluación de los principales parámetros de importantes yacimientos europeos de gas de esquisto (los datos originales se han convertido a unidades internacionales normalizadas y redondeado) .....	76

## LISTA DE FIGURAS

Gráfico 1: Posibles flujos de emisiones contaminantes de la atmósfera, sustancias nocivas hacia el agua y el suelo, y materiales radiactivos naturales (NORM) .....	21
Gráfico 2: Perforación para la extracción de gas estático en tierras areniscas .....	22
Gráfico 3: Composición del fluido de fracturación utilizado en el pozo «Goldenstedt Z23», en Baja Sajonia, Alemania .....	34
Gráfico 4: Emisiones de CH <sub>4</sub> procedentes de la prospección, extracción y procesamiento de gas de esquisto .....	41
Gráfico 5: Emisiones de gases de efecto invernadero de la producción, distribución y combustión de gas de esquisto y gas estático en comparación con las de gas natural convencional y carbón .....	45

Gráfico 6: Estructura de las industrias extractivas .....	51
Gráfico 14: Directivas más importantes de la UE aplicables a los residuos de las industrias extractivas.....	52
Gráfico 8: Producción mundial de petróleo de esquisto; las unidades originales se han convertido a razón de 1 tonelada de esquisto bituminoso = 100 litros de petróleo de esquisto .....	72
Gráfico 9: Producción de gas del yacimiento de Fayetteville, Arkansas .....	74
Gráfico 10: Explotación típica de un yacimiento con la adición de nuevos pozos a una tasa constante de un pozo al mes .....	77

## RESUMEN

### RECOMENDACIONES

- No existe una Directiva amplia que establezca una legislación sobre la minería europea. No existe un análisis público, amplio y detallado del marco normativo relativo a la extracción de gas de esquisto y petróleo estático, por lo que debería llevarse a cabo.
- El actual marco normativo de la UE sobre fracturación hidráulica, que es el elemento básico de la extracción de gas de esquisto y petróleo estático, presenta una serie de lagunas. Y lo que es más importante, el umbral para las evaluaciones de impacto ambiental que deben realizarse respecto a las actividades de fracturación hidráulica en la extracción de hidrocarburos se ha fijado muy por encima de cualquier posible actividad industrial de este tipo, por lo que debería reducirse considerablemente.
- Habría que revisar el ámbito de aplicación de la Directiva marco sobre el agua y prestar especial atención a las actividades de fracturación y sus posibles consecuencias para las aguas de superficie.
- En el marco de un análisis de ciclo de vida, un análisis exhaustivo de costes y beneficios podría constituir una herramienta para evaluar los beneficios generales para la sociedad y sus ciudadanos. Debería desarrollarse un enfoque armonizado para su aplicación en los 27 Estados miembros de la Unión Europea, basado en qué autoridades competentes pueden evaluar sus análisis de ciclo de vida y debatirlos con el público.
- Habría que examinar si debe prohibirse en general el uso de productos químicos tóxicos para inyección. Por lo menos habría que dar a conocer todas las sustancias químicas que deben utilizarse, el número de los productos químicos permitidos debería restringirse y su uso debería ser objeto de seguimiento. Deberían recopilarse estadísticas a nivel europeo sobre las cantidades inyectadas y el número de proyectos.
- Habría que reforzar las autoridades regionales para que adopten decisiones sobre la autorización de proyectos que impliquen fracturación hidráulica. La participación del público y las evaluaciones del ciclo de vida deberían ser obligatorias a la hora de tomar estas decisiones.
- El seguimiento de las corrientes de aguas superficiales y de las emisiones a la atmósfera debería ser obligatorio para conceder permisos a los proyectos.
- Deberían recopilarse y analizarse a nivel europeo estadísticas sobre accidentes y reclamaciones. Una autoridad independiente debería recibir y examinar las reclamaciones cuando se autoricen proyectos.
- Debido al complejo carácter de las posibles repercusiones y riesgos para el medio ambiente y la salud humana de la fracturación hidráulica, habría que examinar la posibilidad de adoptar una nueva Directiva a nivel europeo para regular exhaustivamente todas las cuestiones relacionadas con este ámbito.

### **Repercusiones en el medio ambiente**

Una repercusión inevitable de la extracción de gas de esquisto y petróleo estático es un alto índice de ocupación de tierra debido a las plataformas de perforación, las zonas de aparcamiento y maniobra para camiones, equipos, instalaciones de procesamiento y transporte de gas, así como las carreteras de acceso. Las principales repercusiones posibles son la emisión a la atmósfera de contaminantes, la contaminación de aguas subterráneas debido a los flujos incontrolados de gas o fluidos causados por erupciones o derrames, la fuga de fluidos de fracturación y el vertido incontrolado de aguas residuales. Los fluidos de fracturación contienen sustancias peligrosas y su reflujó contiene además metales pesados y materiales radiactivos procedentes del depósito. Las experiencias obtenidas en los Estados Unidos muestran que se producen numerosos accidentes que pueden dañar el medio ambiente y la salud humana. Entre un 1 y un 2 % de los permisos de perforación violan las obligaciones legales. Muchos de estos accidentes se deben a una manipulación incorrecta del equipo o a fugas de este. Por otra parte, cerca de los pozos de gas se ha registrado contaminación de aguas subterráneas con metano, que en casos extremos pueden provocar la explosión de edificios residenciales, así como con cloruro de potasio, que provoca la salinización del agua potable. Las repercusiones se acumulan, ya que las formaciones de esquisto se explotan con una alta densidad de pozos que alcanza hasta seis plataformas por km<sup>2</sup>.

### **Emisiones de gases de efecto invernadero**

Las emisiones de metano procedente de procesos de fracturación hidráulica pueden tener enormes consecuencias para el balance de gases de efecto invernadero. Algunas evaluaciones estiman entre 18 y 23 g de equivalente CO<sup>2</sup> por MJ procedentes de extracción y producción de gas natural no convencional. Las emisiones provocadas por la intrusión de metano en los acuíferos no se han evaluado todavía. Sin embargo, las emisiones específicas de los proyectos pueden variar hasta por un factor de diez, dependiendo de la producción de metano del pozo.

Las emisiones de gases de efecto invernadero del gas de esquisto en relación con su contenido energético pueden ser tan bajas como las del gas convencional que se transporta a lo largo de grandes distancias o tan altas como las de la antracita durante todo su ciclo de vida, de la extracción a la combustión, dependiendo de diversos factores.

### **El marco normativo de la UE**

El propósito de la legislación en materia de minería es establecer un marco legal para las actividades mineras en general. Su objetivo es facilitar que el sector prospere y ofrezca un suministro de energía seguro, así como obtener una protección suficiente de la salud, la seguridad y el medio ambiente. No existe un marco legal exhaustivo para la minería a nivel de la UE.

Sin embargo, existen cuatro Directivas que se dirigen específicamente a la minería. Por otra parte, existe un gran número de Directivas y Reglamentos no específicos para la minería que afectan a las industrias extractivas. Si nos centramos en los actos legislativos relativos al medio ambiente y la salud humana, podemos identificar las 36 directivas más pertinentes, que forman parte de los siguientes ámbitos de la legislación: agua, protección del medio ambiente, seguridad en el trabajo, protección contra la radiación, residuos productos químicos y accidentes relacionados con ellos.

Debido a la multitud de actos legislativos de diversos ámbitos, no existe una cobertura suficiente de los riesgos específicos de la fracturación hidráulica. Se han identificado nueve lagunas principales, a saber: 1. la falta de una Directiva marco para la minería, 2. la insuficiencia del umbral para la extracción de gas natural que figura en la Directiva sobre la evaluación de impacto medioambiental (EIM), 3: el hecho de que la declaración de materiales peligrosos no sea obligatoria, 4. el hecho de que no se exija la aprobación de las sustancias químicas que permanecen en el suelo, 5. la inexistencia de una referencia de mejores técnicas disponibles para la fracturación hidráulica, 6. las obligaciones en materia de tratamiento de aguas residuales no están definidas de forma suficiente y las capacidades de las instalaciones de tratamiento de agua son probablemente insuficientes si se quiere prohibir la inyección y la eliminación en el subsuelo, 7. la participación del público en los procesos decisorios a nivel regional es insuficiente, 8. la eficacia de la Directiva marco sobre el agua es insuficiente, y 9. los análisis de ciclo de vida no son obligatorios.

### **La disponibilidad de recursos de gas de esquisto y su papel en una economía hipocarbónica**

Las posibilidades de la disponibilidad de gas no convencional deben considerarse en el contexto de la producción de gas convencional:

- La producción europea de gas ha descendido considerablemente en los últimos años y se prevé que disminuya otro 30 % o más hasta 2035;
- Se espera que la demanda europea siga aumentando hasta 2035;
- Las importaciones de gas natural aumentarán inevitablemente aún más si se materializan estas tendencias;
- No es posible garantizar que se puedan obtener importaciones adicionales del orden de 100 000 millones de m<sup>3</sup> anuales o más.

Los recursos de gases no convencionales en Europa son demasiado reducidos como para ejercer una influencia sustancial sobre estas tendencias, sobre todo en vista de que los perfiles típicos de producción tan solo permitirán extraer una parte de estos recursos. Además, las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes del suministro de gas no convencional son considerablemente superiores a las del suministro de gas convencional. Las obligaciones materia medioambiental también harán que aumenten los costes de los proyectos y se retrase su desarrollo, lo que reducirá aún más su posible impacto.

Es muy probable que las inversiones en proyectos de gas de esquisto —en caso de producirse— tengan un efecto muy breve en el abastecimiento de gas, lo que podría resultar contraproducente, ya que daría la impresión de un suministro de gas garantizado en un momento en que habría que recomendar a los consumidores que reduzcan su dependencia por medio del ahorro, medidas de eficiencia y la sustitución.

## **Conclusiones**

En una época en la que la sostenibilidad es la clave para operaciones futuras, cabe preguntarse si debe permitirse la inyección de productos químicos tóxicos en el subsuelo, o si debe prohibirse esta práctica, ya que limitaría o excluiría cualquier uso posterior de las capas contaminadas (por ejemplo, con fines geotérmicos) y sus efectos a largo plazo no se han investigado. En una zona de extracción activa de gas de esquisto se inyectan entre 0,1 y 0,5 litros de productos químicos por metro cuadrado.

Este hecho resulta aún más grave debido a que el potencial de los yacimientos de gas de esquisto es demasiado reducido para tener un impacto considerable en la situación del suministro de gas en Europa.

Habría que revisar los actuales privilegios de los que goza la prospección y extracción de petróleo y gas en vista de que los riesgos y cargas para el medio ambiente no se ven compensados por un posible beneficio, ya que la producción de gas es muy reducida.

## 1. INTRODUCCIÓN

En el presente estudio<sup>1</sup> se presenta una reseña de las actividades de extracción de hidrocarburos no convencionales y las repercusiones que pueden tener en el medio ambiente. El tema principal son las futuras actividades en la Unión Europea. Las evaluaciones del presente estudio se concentran predominantemente en el gas de esquisto, y abordan brevemente el petróleo de esquisto y el petróleo estático.

En el primer capítulo se presenta una breve explicación de las características de las tecnologías de producción, en particular del proceso de fracturación hidráulica. A continuación viene una breve reseña de las experiencias realizadas en los Estados Unidos, pues es el único país en que la fracturación hidráulica se ha aplicado a gran escala desde hace muchas décadas.

El segundo capítulo se concentra en la evaluación de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al gas natural producido mediante métodos de fracturación hidráulica. Se pasa revista a las evaluaciones existentes y se amplían estas mediante un análisis propio.

En el tercer capítulo se examina el marco legislativo relacionado con la fracturación hidráulica a nivel de la UE. Tras examinar el marco legislativo en materia de minería, la atención se centra en las directivas que protegen el medio ambiente y la salud humana. Se describen y exponen las deficiencias legislativas respecto a las posibles repercusiones de la fracturación hidráulica en el medio ambiente.

En el cuarto capítulo se evalúan los recursos y se exponen las repercusiones que puede tener la extracción de gas de esquisto en el abastecimiento de gas en Europa. Por esa razón se analizan las experiencias obtenidas por la producción de gas de esquisto en los Estados Unidos y se utilizan las características comunes de los perfiles de producción para esbozar un proyecto típico de esquisto. En cuanto a la producción y demanda europeas de gas, se expone el papel que puede desempeñar la extracción de gas de esquisto en relación con la producción y oferta actuales, y se hacen extrapolaciones para las próximas décadas.

En el capítulo final se sacan conclusiones y se presentan recomendaciones sobre la forma de hacer frente a los riesgos específicos de la fracturación hidráulica.

### 1.1. Gas de esquisto

#### 1.1.1. ¿Qué es el gas de esquisto?

En determinadas condiciones se crean formaciones geológicas de hidrocarburos a partir de compuestos orgánicos de sedimentos marinos. El petróleo y gas convencionales tienen su origen en la desintegración termoquímica de materia orgánica en rocas sedimentarias, las denominadas rocas madre. Al enterrarse cada vez más bajo otras rocas, estas formaciones se calentaron a un promedio de 30° C por cada kilómetro de incremento, y la materia orgánica se descompuso en petróleo al alcanzar una temperatura de aproximadamente 60° C, y posteriormente en gas.

---

<sup>1</sup> Agradecemos la lectura crítica y los útiles comentarios sobre el capítulo **Error! Reference source not found.** (Marco normativo de la UE) del Dr. Jürgen Glückert (Heinemann & Partner Rechtsanwälte, Essen, Alemania) y el señor Teßmer (Rechtsanwälte Philipp-Gerlach + Teßmer, Francfort, Alemania).

Asimismo agradecemos al Prof. Blendinger, a Jean Laherrere y a Jean-Marie Bourdairé, por sus valiosos comentarios y fructíferos debates.

La profundidad, la temperatura y el tiempo de exposición determinaron el grado de descomposición. Cuanto mayor era la temperatura y más prolongado el tiempo de exposición, más se descompusieron las moléculas orgánicas complejas, hasta formar su constituyente más simple, el metano, que tiene un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno.

Dependiendo de la formación geológica, los hidrocarburos líquidos o gaseosos así formados escaparon de la roca madre y migraron por lo general en dirección ascendente hacia estratos porosos y permeables, que a su vez tenían que cubrirse de rocas impermeables, el denominado sello, para crear una acumulación de hidrocarburos. Estas acumulaciones de hidrocarburos forman los yacimientos de petróleo y gas convencionales. Su contenido relativamente alto de petróleo, su posición a unos cuantos kilómetros de la superficie y el fácil acceso en tierra facilitaron su extracción mediante pozos de perforación.

Algunas acumulaciones de hidrocarburos se encuentran en reservorios de rocas con muy baja porosidad y permeabilidad. A estas acumulaciones se les denomina petróleo estático o gas estático. Normalmente, su permeabilidad es entre diez y cien veces menor que la de los yacimientos convencionales.

Los hidrocarburos pueden almacenarse igualmente en grandes volúmenes en rocas que, en principio, no son reservorios, sino esquisto y otras rocas de grano muy fino en las que el volumen necesario para almacenamiento está constituido por pequeñas fracturas y espacios porosos sumamente pequeños. Estas rocas tienen una permeabilidad extremadamente baja. A estos hidrocarburos se les denomina gas de esquisto o petróleo de esquisto. Este último no contiene hidrocarburos maduros, sino tan solo su precursor, denominado querógeno, que puede transformarse en petróleo crudo sintético en instalaciones químicas.

Un tercer grupo de gases no convencionales es el metano de yacimientos carboníferos, que se confina en los poros de los depósitos de carbón.

Dependiendo de las características del depósito, el gas contiene diferentes constituyentes en distintos porcentajes, como metano, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, radón radiactivo, etc.

Todos los depósitos no convencionales tienen en común que el contenido de gas o petróleo por volumen de roca resulta reducido en comparación con los yacimientos convencionales, que están dispersos en una gran superficie de decenas de miles de kilómetros cuadrados y que su permeabilidad es muy baja. Por ello se requieren métodos especiales para extraer ese petróleo o ese gas. Por otra parte, debido al bajo contenido de hidrocarburos de las rocas madre, la extracción de cada pozo es muy inferior a la de los yacimientos convencionales, lo que hace que su producción económica resulte más difícil. No es el gas propiamente dicho el que no es convencional, sino los métodos para su extracción. Estos métodos requieren tecnologías sofisticadas, grandes cantidades de agua y la inyección de aditivos, los cuales pueden ser nocivos para el medio ambiente.

No existe una distinción absolutamente clara entre depósitos de gas o petróleo convencionales y no convencionales. Más bien existe una transición continua desde la producción convencional de gas o petróleo procedente de yacimientos con un alto contenido de gas, alta porosidad y permeabilidad, pasando por yacimientos de gas estático con parámetros de rendimiento más bajos, hasta la extracción de gas de esquisto de depósitos con un pequeño contenido de gas, baja porosidad y muy baja permeabilidad. En particular, la distinción entre la producción de gas convencional y la de gas estático no siempre resulta clara, ya que antiguamente las estadísticas no establecían una distinción neta entre estos dos métodos. Los inevitables efectos secundarios del uso de agua, los riesgos para el medio ambiente, etc., también aumentan a lo largo de esta cadena de métodos de extracción.

Por ejemplo, la fracturación hidráulica en formaciones de gas estático generalmente requiere varios cientos de miles de litros de agua por pozo para cada proceso de fracturación, mezclada con agentes de sostén y sustancias químicas, en tanto que la fracturación hidráulica en formaciones de gas de esquisto consume varios millones de litros de agua por pozo. [ExxonMobil 2010]

### 1.1.2. Avances recientes de la extracción de gas no convencional

#### *La experiencia norteamericana*

Debido al agotamiento de los yacimientos de gas convencional en los Estados Unidos, las empresas se han visto obligadas cada vez más a perforar en formaciones menos productivas. Al principio, las plataformas de los pozos se extendieron a las cercanías de las formaciones convencionales para producir a partir de formaciones ligeramente menos permeables. Durante esta transición gradual, el número de pozos aumentó, al tiempo que se redujo el volumen de producción. Se exploraron formaciones cada vez más densas. Esta fase se inició en los años setenta. Los pozos en formaciones de gas estático no se separaban de los de gas convencional en las estadísticas, ya que no existía un criterio claro para diferenciarlos.

La reducción de las emisiones de metano es un objetivo desde que comenzó el debate sobre el cambio climático. Aunque en teoría los recursos de metano procedente de yacimientos carboníferos (CBM) son enormes, su contribución solo aumentó lentamente en los Estados Unidos en los últimos años hasta alcanzar un 10 % en 2010. Debido a las diferencias en la evolución de los diferentes regímenes del carbón, algunos estados norteamericanos descubrieron esta fuente de energía antes que otros. Nuevo México era el mayor productor de metano procedente de yacimientos carboníferos en los años noventa. Sin embargo, alcanzó su producción máxima en 1997 y fue sustituido por la explotación en Colorado —que alcanzó su pico en 2004— y Wyoming, que es actualmente el mayor productor de CBM.

Las prospecciones de gas más difíciles son las que se explotan en último lugar. Se trata de los depósitos de gas de esquisto que son casi impermeables o como mínimo menos permeables que otras estructuras que contienen gas. Su explotación fue impulsada por los avances tecnológicos en la perforación horizontal y la fracturación hidráulica que utiliza aditivos químicos, por una parte, pero probablemente aún más por la exclusión de las actividades del sector de los hidrocarburos que utilizan fracturación hidráulica de la Ley sobre la seguridad del agua potable (Safe Drinking Water Act [SDWA 1974]), modificada mediante la Ley sobre política energética de 2005 (Energy Policy Act) [EPA 2005]. El artículo 322 de la Ley sobre política energética de 2005 exentó a la fracturación hidráulica de las principales normativas de la EPA.

Las primeras actividades se iniciaron hace ya décadas con la explotación de Bossier Shale en los años setenta y el esquisto de Antrim en los noventa. Pero el acceso rápido a los yacimientos de gas de esquisto comenzó en torno a 2005, con la explotación de Barnett Shale en Texas. En un plazo de cinco años se han perforado casi 15 000 pozos en esa zona. Un efecto secundario de este éxito económico es la selección de pequeñas empresas, como Chesapeake, XTO y otras, que llevaron a cabo la perforación. Estas empresas crecieron con esta expansión y se convirtieron en sociedades con un valor de varios miles de millones de dólares que atrajeron la atención de grandes empresas como ExxonMobil o BHP Billiton. Exxon Mobil adquirió XTO por más de 40 000 millones de dólares en 2009 y Chesapeake vendió sus activos en Fayetteville por 5 000 millones en 2011.

En esta época, los efectos secundarios en el medio ambiente se hicieron cada vez más obvios para los ciudadanos y los políticos regionales. En particular, la explotación del esquisto de Marcellus ha sido objeto de debate, ya que este yacimiento cubre una gran parte del Estado de Nueva York. Se sospecha que su explotación puede afectar a zonas protegidas para el suministro de agua a la ciudad de Nueva York. La Agencia de Protección del Medio Ambiente de los Estados Unidos lleva a cabo actualmente un estudio sobre los riesgos que presenta la fracturación hidráulica, que es la tecnología preferida para la explotación de los yacimientos de gas no convencional. Los resultados de este estudio probablemente se publicarán en 2012 [EPA 2009].

#### *La explotación en Europa*

En Europa, esta explotación se retrasó varias décadas en comparación con los Estados Unidos. Las formaciones de gas estático se explotan mediante fracturación hidráulica en Alemania desde hace unos quince años (Söhligen), aunque a un nivel muy reducido. El volumen total de la producción europea de gas no convencional es del orden de varios millones de metros cúbicos anuales, en comparación con los cientos de miles de millones de metros cúbicos anuales en los Estados Unidos [Kern 2010]. Sin embargo, estas actividades han aumentado desde finales de 2009. La mayoría de las concesiones de prospección se han concedido en Polonia [WEO 2011, p. 58], pero también se han iniciado actividades en Austria (cuena de Viena), Francia (cuena de París y cuena sudoriental), Alemania y los Países Bajos (Cuena del Mar del Norte y Alemania), Suecia (región escandinava) y el Reino Unido (Sistema de Petróleo del Norte y del Sur). Por ejemplo, la autoridad competente en materia de minería del Estado federado alemán de Renania del Norte-Westfalia concedió en octubre de 2010 autorizaciones de prospección<sup>2</sup> para una superficie de 17 000 km<sup>2</sup>, que equivale a la mitad de la de este Estado federado.

Movilizada por la información procedente de los Estados Unidos, la oposición pública a estos proyectos ha aumentado rápidamente. Por ejemplo, la Asamblea Nacional francesa estableció una moratoria para estas actividades de perforación y prohibió la fracturación hidráulica. El proyecto de Ley fue aprobado en la Asamblea Nacional en mayo, pero no fue aprobado por el Senado. El Ministro de Industria francés propone un proyecto de ley diferente, que permitiría la fracturación hidráulica únicamente por razones científicas bajo el estricto control de un comité formado por legisladores, representantes del gobierno, ONG y ciudadanos de la localidad [Patel 2011]. El Senado aprobó esta ley modificada en el mes de junio.

En el Estado federado alemán de Renania del Norte-Westfalia, los ciudadanos afectados, los políticos locales de casi todos los partidos y representantes de las autoridades de suministro de agua y las empresas de agua mineral expresaron sus objeciones contra la fracturación hidráulica. El parlamento estatal de Renania del Norte-Westfalia se comprometió a adoptar una moratoria hasta que se dispusiera de más conocimientos. El primer paso consistió en poner la protección del agua al mismo nivel que las leyes sobre minería y en no conceder permisos hasta recibir el acuerdo de las autoridades encargadas del agua. El debate no ha finalizado aún. Asimismo, la empresa con una mayor actividad en este ámbito, ExxonMobil, inició un proceso de diálogo abierto para abordar las preocupaciones de los ciudadanos y evaluar las posibles repercusiones.

---

<sup>2</sup> «Aufsuchungserlaubnis»

## 1.2. **Petróleo de esquisto**

### 1.2.1. ¿Qué es el petróleo de esquisto y el petróleo estático?

Al igual que el gas de esquisto, el petróleo de esquisto está formado por hidrocarburos atrapados en los poros de la roca madre. El petróleo en sí se encuentra en un estado prematuro, denominado querógeno. Para transformar el querógeno en petróleo es necesario calentarlo a 450 °C. Por consiguiente, la producción de petróleo de esquisto es parecida a la explotación convencional de esquisto, seguida de un tratamiento térmico. Sus primeros usos se remontan más de cien años. Actualmente, Estonia es el único país con un gran porcentaje de petróleo de esquisto en su balance energético (~ 50 %).

Muy a menudo, el querógeno se mezcla con capas de petróleo maduro en estructuras situadas entre las rocas madre de baja permeabilidad. A este petróleo se le denomina petróleo estático, aunque muy a menudo la distinción no está clara y existe una transición fluida por cambios graduales de madurez. En estado puro, el petróleo estático es petróleo maduro atrapado en capas de rocas impermeables de baja porosidad. De este modo, la extracción de petróleo estático generalmente requiere técnicas de fracturación hidráulica.

### 1.2.2. **Avances recientes de la extracción de petróleo estático**

#### *Estados Unidos*

Los proyectos de producción de petróleo no convencional a partir de esquisto bituminoso se iniciaron en Norteamérica alrededor del año 2000, con la explotación de Bakken Shale, situado en Dakota del Norte y Montana, que abarca una superficie de más de 500 000 km<sup>2</sup> [Nordquist 1953]. La formación de Bakken contiene una combinación de esquistos ricos en querógeno y capas de petróleo estático en medio.

#### *Francia/Europa*

Aparte de la producción de petróleo de esquisto en Estonia, la cuenca de París en Francia fue objeto de una gran atención cuando una pequeña empresa, Toreador, adquirió licencias de prospección y anunció que comenzaría a explotar los reservorios de petróleo estático situados en esta cuenca por medio de numerosos pozos mediante fracturación hidráulica. Puesto que la cuenca abarca una amplia zona que incluye París y la rica zona vinícola cerca de Champagne, la oposición aumentó a pesar de que la cuenca ya había sido explotada mediante pozos de petróleo convencional durante unos cincuenta años. [Leteurtrous 2011]

## 2. REPERCUSIONES EN EL MEDIO AMBIENTE

### PRINCIPALES CONCLUSIONES

- Las repercusiones inevitables son el uso de grandes superficies para las plataformas de perforación, zonas de aparcamiento y maniobra para camiones, equipos, instalaciones de procesamiento y transporte de gas, así como carreteras de acceso.
- Las principales repercusiones posibles son la emisión a la atmósfera de contaminantes, la contaminación de aguas subterráneas debido a los flujos incontrolados de gas o fluidos causados por erupciones o derrames, la fuga de fluidos de fracturación y el vertido incontrolado de aguas residuales.
- Los fluidos de fracturación contienen sustancias peligrosas y su reflujó contiene además metales pesados y materiales radiactivos procedentes del depósito.
- Las experiencias obtenidas en los Estados Unidos muestran que se producen numerosos accidentes, que pueden dañar el medio ambiente y la salud humana. Entre un 1 y un 2 % de los permisos de perforación contravienen las obligaciones legales. Muchos de estos accidentes se deben a una manipulación incorrecta del equipo o a fugas de este.
- Cerca de los pozos de gas se ha registrado contaminación de aguas subterráneas con metano, que en casos extremos pueden provocar la explosión de edificios residenciales, así como con cloruro de potasio, que provoca la salinización del agua potable.
- Las repercusiones se acumulan, ya que las formaciones de esquisto se explotan con una alta densidad de pozos (de hasta seis plataformas por km<sup>2</sup>).

### 2.1. La fracturación hidráulica y sus posibles repercusiones en el medio ambiente

Las formaciones geológicas que contienen hidrocarburos densos tienen una baja permeabilidad como característica común. Por ese motivo, los métodos de producción para la extracción de gas de esquisto, gas estático e incluso metano procedente de yacimientos carboníferos son muy similares. No obstante, difieren a nivel cuantitativo. Las formaciones de gas de esquisto son, por mucho, las estructuras más impermeables, por lo que requieren el mayor esfuerzo para acceder al gas, lo que tiene por resultado que la explotación de estas formaciones presente el mayor riesgo de repercusiones medioambientales. Sin embargo, existe una transición continua desde las estructuras permeables que contienen gas convencional, pasando por el gas estático, hasta los esquistos de gas casi impermeables.

Su característica común es que el contacto entre los pozos perforados y los poros debe aumentarse de forma artificial. Para ello se utiliza la denominada fracturación hidráulica, que en ocasiones se denomina «estimulación» y se abrevia «fracing» o «fracking» en inglés.

En el Gráfico 1 se muestra una sección transversal de un pozo típico. La barrena perfora verticalmente hasta la capa que contiene el gas. Dependiendo del grosor de esa capa, solamente se perforan pozos verticales o estos se convierten en pozos horizontales a fin de maximizar el contacto con la capa de gas.

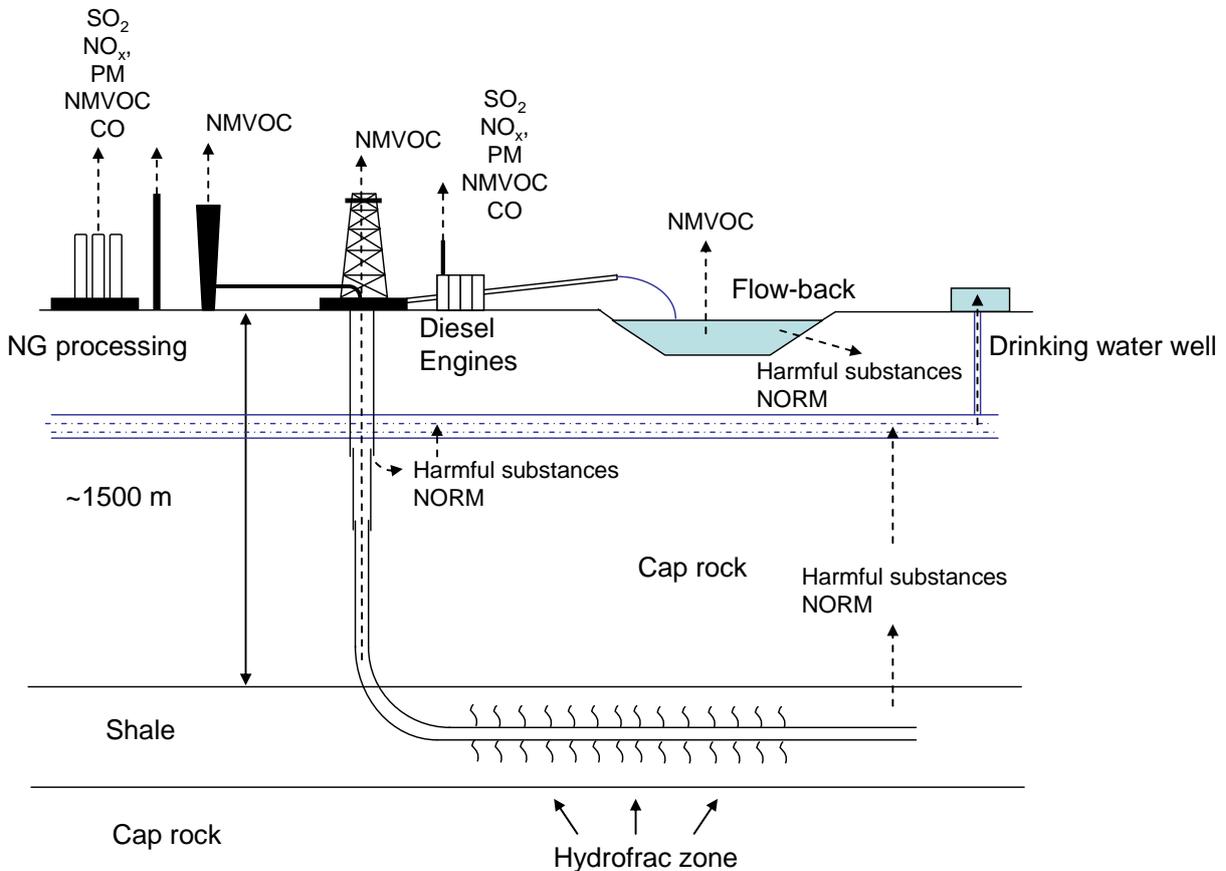
Dentro de la capa se utilizan explosivos para crear pequeñas fracturas mediante la perforación de la tubería de revestimiento. Estas fracturas se amplían de manera artificial al llenarlas con agua a muy alta presión. El número de fracturas artificiales, su longitud y posición dentro de la capa (horizontal o vertical) dependen de las características de la formación. Estas características influyen en la longitud de las grietas artificiales, la distancia entre los pozos (los pozos verticales presentan una mayor densidad que los horizontales) y el consumo de agua.

El agua a alta presión abre las fracturas para acceder al mayor número de poros posible. Cuando se reduce la presión, el agua residual se mezcla con metales pesados o radiactivos procedentes del reflujo de la formación rocosa hacia la superficie, que incluye el gas. En el agua se mezclan agentes de sostén, generalmente granos de arena. Estos agentes sirven de lengüetas para mantener abiertas las grietas y permitir la extracción de una mayor cantidad de gas. Se añaden productos químicos a esta mezcla para lograr una distribución homogénea del agente de sostén y formar un gel, reducir la fricción y finalmente descomponer la estructura del gel al final del proceso de fracturación para el reflujo del fluido.

El Gráfico 1 puede utilizarse para identificar las posibles repercusiones en el medio ambiente a lo largo de este proceso. Estas repercusiones son:

- La ocupación de tierras, ya que las plataformas de perforación necesitan espacio para el equipo técnico, el almacenamiento de fluidos y el acceso por carretera para su suministro.
- La contaminación atmosférica y acústica, ya que la maquinaria es accionada por motores de combustión, los fluidos (incluso las aguas residuales) podrían permitir que sustancias nocivas se evaporen en el aire, los camiones podrían emitir compuestos orgánicos volátiles, otros contaminantes atmosféricos y ruido debido a sus frecuentes actividades de transporte.
- El agua podría contaminarse con sustancias químicas procedentes del proceso de fracturación, pero también con aguas residuales procedentes del depósito que contienen metales pesados (por ejemplo, arsénico o mercurio) o partículas radiactivas. Los accidentes de los camiones de transporte, las fugas de las tuberías de recolección, balsas de aguas residuales, compresores, etc., los vertidos provocados por accidentes (por ejemplo, la explosión de una fuente de fluido de fracturación o aguas residuales), los daños en la cementación y la tubería de revestimiento o simplemente los flujos no controlados en el subsuelo debido a grietas artificiales o naturales en las formaciones podrían constituir posibles vías de migración hacia aguas subterráneas y de superficie.
- Los sismos provocados por el proceso de fracturación hidráulica o la inyección de aguas residuales.
- La movilización de partículas radiactivas procedentes del subsuelo.
- Por último, la relación entre el enorme consumo de recursos naturales y técnicos, y el gas o petróleo que se puede recuperar debe evaluarse en un análisis de los costes y beneficios de estas operaciones.
- También pueden producirse repercusiones en la biodiversidad, aunque hasta ahora no se han documentado.

**Gráfico 1: Posibles flujos de emisiones contaminantes de la atmósfera, sustancias nocivas hacia el agua y el suelo, y materiales radiactivos naturales (NORM)**



Fuente: datos propios basados en [SUMI 2008]

## 2.2. Repercusiones en el paisaje

### La experiencia de Norteamérica

La explotación de esquistos de gas requiere la instalación de plataformas en los pozos que permitan el almacenamiento de equipo técnico, los camiones con compresores, productos químicos, agentes de sostén, agua y contenedores para las aguas residuales, si estas no se obtienen de pozos locales ni se almacenan en balsas.

Una plataforma para varios pozos típica en Pennsylvania tiene una superficie de unos 4 a 5 acres (entre 16 200 y 20 250 m<sup>2</sup>) durante los procesos de perforación y fracturación. Tras una restauración parcial, el tamaño de la plataforma de producción podría tener una superficie media de uno a tres acres (entre 4 050 y 12 150 m<sup>2</sup>). [SGEIS 2009]

En comparación, si esta superficie (~ 10 000 m<sup>2</sup>) estuviera ocupada por una central eléctrica solar, esta generaría unos 400 000 kWh de electricidad al año<sup>3</sup>, lo que corresponde a unos 70 000 m<sup>3</sup> de gas natural anuales, si se convirtieran a electricidad con una eficiencia del 58 %. La producción típica de gas de los pozos de Barnett Shale (Texas, Estados Unidos) es de unos 11 millones de m<sup>3</sup> por pozo durante el primer año, pero tan solo de 80 000 m<sup>3</sup> en el noveno año y de unos 40 000 m<sup>3</sup> en el décimo [Quicksilver 2005].

<sup>3</sup> Irradiación solar: 1000 kWh por m<sup>2</sup> y año; eficiencia del panel fotovoltaico: 15 %; relación de rendimiento: 80 %; superficie de los paneles: un 33 % de la superficie

A diferencia de la extracción de energía fósil, la central eléctrica solar genera electricidad durante más de 20 años. Al final de su vida útil, la central solar puede sustituirse por una nueva sin ocupar una mayor superficie de tierra.

La explotación de las formaciones de gas de esquisto o de gas estático requiere una gran densidad de estas plataformas. En los Estados Unidos, el espacio entre pozos depende de la normativa estatal. La densidad típica en los yacimientos convencionales de los Estados Unidos es de un pozo en 640 acres (un pozo en 2,6 km<sup>2</sup>). En Barnett Shale, la densidad típica inicial se ha reducido a un pozo en 160 acres (1,5 pozos en un km<sup>2</sup>). Más adelante se autorizaron los denominados «pozos de relleno», que se perforaron a razón de uno en 40 acres (~ 6 pozos en 1 km<sup>2</sup>), cifra que parece una práctica común en los esquistos que son objeto de una explotación intensiva. [Sumi 2008; SGEIS 2009]

A finales de 2010 se habían perforado casi 15 000 pozos en Barnett Shale, mientras que la superficie total de esquisto se extiende por 13 000 km<sup>2</sup> [RRC 2011; ALL-consulting 2008], lo que arroja una densidad media de 1,15 pozos por km<sup>2</sup>.

En el Gráfico 2 se muestra la producción de gas estático de los Estados Unidos. En el caso de la producción de gas estático, los pozos son plataformas de superficies que contienen hasta seis pozos por plataforma. La densidad es mayor que en el caso de Barnett Shale porque la mayoría de los pozos de gas estático se perforan verticalmente.

### **Gráfico 2: Perforación para la extracción de gas estático en tierras areniscas**



**Fuente:** Fotografía de EcoFlight, cortesía de SkyTruth – [www.skytruth.org](http://www.skytruth.org)

Las plataformas de pozos están conectadas mediante carreteras para el transporte con camiones, lo que aumenta aún más la ocupación de tierras. En los Estados Unidos también se ocupan superficies para balsas de aguas residuales destinadas a almacenar las aguas residuales de reflujos antes de su eliminación o traslado con camiones o tuberías. Estas superficies no se incluyen aún en el tamaño de las plataformas que se menciona más arriba. Si se incluyeran se duplicaría fácilmente la superficie ocupada por las operaciones de producción de gas.

Tras su extracción, el gas debe transportarse a las redes de distribución. Puesto que la mayoría de los pozos tienen una pequeña tasa de producción que desciende abruptamente con el tiempo, el gas se almacena muy a menudo en la plataforma y se carga periódicamente en camiones. Si la densidad de los pozos es suficientemente alta se construyen redes de recolección con estaciones de compresores. La decisión respecto al modo de almacenamiento o transporte, y la construcción de tuberías de superficie o subterráneas depende de los parámetros específicos de los proyectos y de la normativa aplicable.

#### *Posibilidad de transferencia a las condiciones europeas y preguntas por responder*

Las autoridades competentes en materia de minería autorizan las plataformas de pozo de conformidad con las disposiciones legales y reglamentarias (véase el capítulo 4). Estas autorizaciones podrían determinar el espacio mínimo entre pozos siguiendo la práctica existente en los Estados Unidos, que consiste en comenzar la explotación del yacimiento con espacios más grandes y aumentar la densidad a medida que se agotan los pozos de producción. Como se indica en el capítulo 5, la cantidad típica de gas por superficie de la mayoría de los yacimientos de esquisto europeos probablemente sea comparable a la de los yacimientos de Barnett o Fayetteville, en los Estados Unidos.

Los pozos completados deben conectarse entre sí mediante redes de recolección. El hecho de que estas tuberías se construyan sobre la superficie o debajo de la tierra depende de la normativa correspondiente y de consideraciones de carácter económico. En este aspecto, la normativa vigente debería adaptarse y podría armonizarse.

### **2.3. Emisiones de contaminantes atmosféricos y contaminación del suelo**

Las emisiones pueden tener su origen en las siguientes fuentes:

- Emisiones de los camiones y el equipo de perforación (ruido, particulados, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, COVNM y CO);
- Emisiones procedentes del procesamiento y transporte de gas natural (ruido, particulados, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, COVNM y CO);
- Emisiones de productos químicos provocadas por la evaporación de las balsas de aguas residuales;
- Emisiones provocadas por vertidos y explosión de pozos (dispersión de los fluidos de perforación o fracturación combinados con particulados procedentes del depósito);

El funcionamiento del equipo de perforación consume una gran cantidad de combustible que al quemarse emite CO<sub>2</sub>. Asimismo podrían producirse algunas emisiones fugitivas de metano, un gas de efecto invernadero, durante la producción, procesamiento y transporte. Estas emisiones se evalúan en el capítulo 4, que está dedicado a las emisiones de gases de efecto invernadero.

### 2.3.1. Contaminantes atmosféricos procedentes de operaciones ordinarias

#### *La experiencia de Norteamérica*

Las numerosas quejas de enfermedades humanas e incluso de la muerte de animales en torno a la pequeña localidad de Dish, Texas, obligaron al alcalde a encargar a un consultor independiente un estudio de las repercusiones de las operaciones de gas en la calidad del aire en el interior y en los alrededores de la ciudad [Michaels 2010, y las referencias mencionadas en esta obra]. Aunque estas quejas se registran igualmente en otros lugares, las investigaciones realizadas en Dish son las mejor documentadas. Como no existen otras actividades industriales en la región se cree que la extracción de gas natural en el interior y en los alrededores de la ciudad es la única fuente de estas repercusiones.

Este estudio, realizado en agosto de 2009, confirmó «la presencia de altas concentraciones de compuestos carcinógenos y neurotoxinas en el aire ambiente y en las zonas residenciales». Y añadía: «... Muchos de estos compuestos, verificados en análisis de laboratorio, eran metabolitos de conocidos carcinógenos humanos y superaban los niveles eficaces de detección a corto y largo plazo contemplados en la normativa de la TECQ. Resultan de especial preocupación aquellos compuestos que pueden provocar desastres, definidos en la normativa de la TECQ [Comisión de Calidad Medioambiental de Texas]». [Wolf 2009]

Según el estudio, también «se han presentado numerosas quejas al ayuntamiento en relación con el ruido y vibración constante procedentes de las estaciones de compresores, y malos olores». De acuerdo con el estudio, «son especialmente preocupantes las informaciones según las cuales algunos potros cayeron gravemente enfermos y varios de ellos murieron en los años 2007 y 2008 debido a una etiología desconocida». [Wolf 2009]

También en la región de Dallas-Fort Worth se han registrado efectos muy graves en la calidad del aire debido a la perforación de pozos de gas natural en Barnett Shale, de acuerdo con [Michaels 2010]. En 2009 se publicó un amplio estudio sobre «Las emisiones procedentes de la producción de gas natural en la zona de Barnett Shale y oportunidades para realizar mejoras rentables» [Armendariz 2009]. Según este análisis, en 5 de los 21 condados investigados en los que tiene lugar casi un 90 % de las actividades de extracción de gas natural y petróleo se producen por mucho las mayores emisiones. Por ejemplo, el volumen de compuestos que forman smog procedentes de estos cinco condados se calculó en 165 toneladas diarias durante el pico del verano de 2009, en comparación con 191 toneladas diarias de las emisiones pico del verano procedentes de todas las fuentes de petróleo y gas (incluido el transporte) de estos 21 condados. [Armendariz 2009]. De este modo, los valores medios del estado ocultan que en los cinco condados más activos, las emisiones de contaminantes atmosféricos son muy superiores a la media que produce niveles de mala calidad del aire.

La Comisión de Calidad Medioambiental de Texas (TCEQ) ha establecido un programa de seguimiento que ha confirmado en parte una cantidad extraordinariamente alta de vapores de hidrocarburos que escapan del equipo de perforación y los depósitos de almacenamiento, así como niveles importantes de benceno en algunos lugares [Michaels 2009]. En enero de 2010, la TCEQ publicó un memorando interdepartamental sobre su programa de seguimiento. Algunas de sus principales conclusiones fueron [TCEQ 2010]:

- «Se detectaron 35 productos químicos por encima de los valores comparativos a corto plazo establecidos en una muestra instantánea de un bidón recogida en la cabeza de un pozo de gas natural de Devon Energy con una concentración de benceno de 15 000 ppm». Esta muestra de aire, cercana a la cabeza del pozo —a cinco pies de la fuente— se tomó como referencia.

- Aparte de la concentración de benceno presente en la muestra recogida en la cabeza del pozo, se detectó benceno por encima del valor comparativo a corto plazo establecido para la salud humana de 180 ppm en uno de los 64 centros de seguimiento.
- A la División de Toxicología le preocupan algunas zonas en las que se detectó benceno por encima del valor comparativo a largo plazo establecido para la salud humana de 1, 4 ppm. «Se detectó benceno por encima del valor comparativo a largo plazo establecido para la salud humana en 21 centros de seguimiento».

*Posibilidad de transferencia a las condiciones europeas*

Las emisiones de compuestos aromáticos, como el benceno y el xileno, observadas en Texas proceden predominantemente de los procesos de compresión y procesamiento de gas natural, en los que los componentes más pesados se descargan a la atmósfera. En la UE, la legislación limita las emisiones de estas sustancias.

La maquinaria utilizada para los procesos de perforación y extracción, como los motores de gasóleo, es probablemente la misma, y estas máquinas también emiten contaminantes atmosféricos. En el Cuadro 1 se muestra la emisión de contaminantes atmosféricos procedentes de los motores estacionarios de gasóleo que se utilizan para la perforación, fracturación hidráulica y finalización de pozos, la cual se basa en los datos sobre emisiones de motores de gasóleo de [GEMIS 2010], los requisitos que debe cumplir el gasóleo y un rendimiento de gas natural de Barnett Shale estimado en [Horwarth et al 2011].

**Cuadro 1: Emisiones típicas específicas de contaminantes atmosféricos procedentes de los motores estacionarios de gasóleo utilizados para la perforación, fracturación hidráulica y finalización de pozos**

	Emisiones por potencia mecánica de los motores [g/kWh <sub>mech</sub> ]	Emisiones por consumo de combustible de los motores [g/kWh <sub>diesel</sub> ]	Emisiones por producción de gas natural de los pozos [g/kWh <sub>NG</sub> ]
SO <sub>2</sub>	0,767	0,253	0,004
NO <sub>x</sub>	10,568	3,487	0,059
PM	0,881	0,291	0,005
CO	2,290	0,756	0,013
COVNM	0,033	0,011	0,000

Se recomienda que aparte de los factores de emisión también se limiten sus repercusiones totales, ya que las emisiones de varias plataformas de perforación se acumulan cuando un yacimiento se explota a través de uno o incluso más pozos por km<sup>2</sup>. Las emisiones durante la explotación deben limitarse y ser objeto de seguimiento, al igual que las emisiones procedentes del posterior procesamiento y transporte del gas, cuando se añaden numerosas líneas de recolección.

Estos aspectos deben tenerse en cuenta al debatir las directivas correspondientes, como por ejemplo, la propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se modifica la Directiva 97/68/CE relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre medidas contra la emisión de gases y partículas contaminantes procedentes de los motores de combustión interna que se instalen en las máquinas móviles no de carretera.

### 2.3.2. Contaminantes procedentes de la erupción de pozos o accidentes en los lugares de perforación

#### *La experiencia de Norteamérica*

Las experiencias obtenidas en los Estados Unidos muestran que se han producido varias erupciones graves de pozos. La mayoría de ellas se documentan en [Michaels 2010]. A continuación se presentan algunos extractos de esa lista de referencia:

- El 3 de junio de 2010, un pozo de gas hizo erupción en el condado de Clearfield, Pennsylvania, y envió al aire al menos 35 000 galones de aguas residuales y gas natural a borbotones durante 16 horas.
- En junio de 2010, una explosión ocurrida en un pozo de gas en el condado de Marshall, Virginia Occidental, envió a siete trabajadores al hospital.
- el 1 de abril de 2010, un depósito y un pozo abierto utilizado para almacenar fluido de fracturación hidráulica se incendiaron en una plataforma de pozos de Atlas. Las llamas alcanzaron una altura de al menos 100 pies (33 m) y una anchura de 50 pies (15 m).

En todos estos casos se impusieron multas a las empresas responsables y ha resultado que la mayoría de estos accidentes se deben a una manipulación incorrecta por parte de personal sin formación o a una conducta no adecuada. Por otra parte, parece que existen diferencias importantes entre las distintas empresas. En los subcapítulos posteriores se enumeran otros accidentes.

#### *Posibilidad de transferencia a las condiciones europeas*

Se recomienda la adopción de normativas estrictas y un estrecho seguimiento a fin de minimizar el riesgo de vertidos en Europa. Se recomienda en concreto recopilar a escala europea estadísticas sobre accidentes para analizar sus causas y sacar las conclusiones correspondientes. En algunos casos concretos, las empresas tienen un historial especialmente negativo que podría tenerse en cuenta para excluirlas de nuevos derechos de prospección o producción. Estos casos se debaten actualmente en el Parlamento Europeo en relación con las actividades de extracción de petróleo y gas en alta mar. La Comisión de Industria, Investigación y Energía aprobará un informe de iniciativa sobre este tema en julio de 2011.

## 2.4. Aguas de superficie y subterráneas

### 2.4.1. Consumo de agua

Durante la perforación convencional del pozo se consumen grandes volúmenes de agua para enfriar y lubricar la cabeza de perforación, pero también para retirar el lodo que se produce con la perforación. En la fracturación hidráulica se consume diez veces más agua para estimular el pozo mediante la inyección de agua a alta presión para crear las grietas.

La Junta de Extracción de Agua de Texas (Texas Water Development Board) encargó un amplio estudio sobre la demanda de agua para la explotación de Barnett Shale [Harden 2007]. Este estudio recoge una reseña bibliográfica sobre el consumo concreto de agua: los pozos horizontales sin cementar más antiguos con una sola fase de fracturación necesitan aproximadamente cuatro millones de galones (aproximadamente 15 millones de litros) de agua. Los pozos horizontales cementados más recientes generalmente realizan la tarea de fracturación en varias etapas en varios grupos de perforación al mismo tiempo. Una distancia típica entre dos etapas de fracturación en el mismo pozo horizontal sería 400 a 600 pies (entre 130 y 200 m).

Normalmente, un pozo horizontal tiene unas tres etapas de fracturación, aunque no es obligatorio. Un análisis estadístico de unos 400 pozos arrojó un consumo típico de agua de 2000 a 2400 galones/pie (entre 25 y 30 m<sup>3</sup>/m) para las fracturaciones con agua [Grieser 2006] y de aproximadamente 3900 galones/pie (~ 42 m<sup>3</sup>/m) para las fracturaciones con agua oleosa, que se utilizan recientemente cuando la distancia es la longitud correspondiente a la parte horizontal del pozo. [Schein 2004]

Este estudio de 2007 incluye igualmente hipótesis sobre el consumo de agua para la prospección de Barnett Shale en 2010 y 2025. Para 2010, la demanda de agua se estimó entre 10 000 y 20 000 acres-pie (entre 12 y 24 millones de m<sup>3</sup>) y la posterior explotación hasta 2020 entre 5 000 y 20 000 acres-pie (entre 6 y 24 millones de m<sup>3</sup>), dependiendo de las futuras actividades de prospección.

En el Cuadro 2 aparecen datos más recientes para los nuevos pozos típicos. Para un incremento aproximado, 15 000 m<sup>3</sup> por pozo parece una cifra realista en Barnett Shale. Sobre la base de estas cifras, los 1146 pozos nuevos construidos en 2010 (véase el capítulo 4) tendrían un consumo de agua de aproximadamente 17 000 millones de litros en 2010. Este consumo debe compararse con el consumo de agua de todos los demás consumidores, que era de aproximadamente de 50 000 millones de litros [Harden 2007]. Para realizar esta comparación se utilizó el consumo de agua de aquellos países en los que tuvo lugar la mayor parte de las actividades de perforación (Denton, Hood, Johnson, Parker, Tarrant y Wise).

**Cuadro 2: Demanda de agua de diversos pozos para la producción de gas de esquisto (m<sup>3</sup>)**

Lugar/Región	Total (por pozo)	Únicamente fracturación	Fuente
Barnett Shale	17 000		Chesapeake Energy 2011
Barnett Shale	14 000		Chesapeake Energy 2011
Barnett Shale	no hay datos	4 500 -13 250	Duncan 2010
Barnett Shale	22 500		Burnett 2009
Cuenca del río Horn (Canadá)	40 000		PTAC 2011
Marcellus Shale	15 000		Arthur et al. 2010
Marcellus Shale	1 500 45 000	– 1 135 34 000	– NYCDEP 2009
Utica Shale, Québec	13 000	12 000	Questerre Energy 2010

Por otra parte, es posible que los pozos perforados para producir gas de esquisto deban fracturarse varias veces durante su período de funcionamiento. Cada operación de fracturación adicional puede necesitar más agua que la anterior [Sumi 2008]. En algunos casos, los pozos se vuelven a fracturar hasta diez veces [Ineson 2010].

#### 2.4.2. Contaminación del agua

##### *La experiencia de Norteamérica*

La contaminación del agua puede ser provocada por:

- Vertidos de lodo de perforación, reflujo y agua salada procedentes de depósitos de relaves o almacenamiento que provocan contaminación y salinización.
- Fugas o accidentes de actividades de superficie, por ejemplo, fugas en las tuberías o balsas de fluido o aguas residuales, manipulación no profesional o equipos desfasados.
- Fugas provocadas por un cementado incorrecto de los pozos.
- Fugas a través de estructuras geológicas, ya sea a través de grietas o vías naturales o artificiales.

En realidad, la mayoría de las reclamaciones contra la fracturación hidráulicas se deben a la posible contaminación de aguas subterráneas. Básicamente, estas reclamaciones se concentran, aparte de en vertidos y accidentes concretos, en la intrusión de fluidos de fracturación o metano procedentes de estructuras más profundas.

En 2008 se llevó a cabo un análisis detallado por encargo del condado de Garfield, Colorado. La «Comisión para la Conservación del Petróleo y Gas de Colorado» mantiene un registro de los vertidos notificados producidos por actividades de extracción de petróleo y gas. En el período comprendido entre enero de 2003 y marzo de 2008 se registró un total de 1 549 vertidos. [COGCC 2007; citado en Witter 2008]. En un 20 % de los vertidos se produjo contaminación de agua. Cabe señalar que el número de vertidos iba en aumento. Por ejemplo, mientras que en 2003 se notificaron cinco vertidos en el condado de Garfield, en 2007 se notificaron 55.

Un estudio posterior sobre la contaminación de aguas subterráneas observó que «existe una tendencia temporal que indica un aumento del metano en muestras de aguas subterráneas durante los últimos siete años que coincide con el aumento del número de pozos de gas instalados en Mamm Creek Field. Los valores naturales de metano en aguas subterráneas medidos antes de la perforación eran inferiores a 1 ppm, excepto en el caso del metano biogénico, que se limita a los estanques y fondos de corrientes. Los datos isotópicos correspondientes a muestras de metano indican que la mayoría de las que tienen un contenido elevado de metano son de origen termogénico. El aumento de la concentración de metano coincide con un incremento de los pozos de aguas subterráneas que presentan un alto contenido de cloruro, que puede relacionarse con el número de pozos de gas». [Thyne 2008]. Resulta obvio que existe una clara coincidencia en el tiempo y el espacio, pues los niveles de metano son superiores en las zonas con una alta densidad de pozos y dichos niveles han aumentado con el tiempo, coincidiendo con el aumento del número de pozos.

Un estudio más reciente realizado por [Osborne 2011] confirma estos resultados en los acuíferos situados por encima de las formaciones de esquisto de Marcellus y Utica, al noreste de Pennsylvania, y en el Estado de Nueva York. En las zonas activas de extracción de gas, las concentraciones medias de metano en los pozos de agua potable fue de 19,2 mg/litro y las máximas fueron de hasta 64 mg/litro, lo que representa un posible riesgo de explosión. La concentración de referencia en regiones vecinas en las que no se extrae gas con una estructura geológica similar era de 1,1 mg/litro. [Osborne 2011]

En total se documentaron más de mil quejas de contaminación de agua potable. Un informe que afirma basarse en datos de los registros del Departamento de Protección Medioambiental de Pennsylvania enumera 1 614 infracciones de la legislación estatal en materia de extracción de petróleo y gas durante las operaciones de perforación en Marcellus Shale durante un período de dos años y medio [PLTA 2010], dos terceras partes de las cuales «tienen grandes probabilidades de provocar daños en el medio ambiente». Algunas de ellas se incluyen en [Michaels 2010].

El accidente más impresionante mejor documentado fue la explosión de una vivienda provocado por las operaciones de perforación y la posterior invasión de metano en el sistema de agua de la casa [ODNR 2008]. El informe del Departamento de Recursos Naturales identificó tres factores que dieron lugar a la explosión de la casa: i) la cementación inadecuada de la tubería de revestimiento de producción, ii) la decisión de continuar con la fracturación hidráulica del pozo sin reparar las deficiencias en la cementación de la tubería de revestimiento y, ante todo, iii) los 31 días transcurridos tras la fracturación, durante los cuales el espacio anular entre la superficie y las tuberías de revestimiento estuvo «cerrado la mayor parte del tiempo» (citado de [Michaels 2010]).

En la mayoría de los casos se pudo demostrar la contaminación del agua con metano o cloruro, al tiempo que rara vez se pudo detectar la intrusión de benceno u otros fluidos de fracturación. Sin embargo, el muestreo de pozos de agua potable en Wyoming, realizado por la Agencia de Protección del Medio Ambiente en 2009, detectó sustancias químicas que se utilizan frecuentemente en la fracturación hidráulica: «La Región VIII publicó este mes sus resultados del muestreo de pozos de agua en Pavillion, WY —que solicitaron los residentes de la localidad— en los que se muestra la presencia de contaminantes de perforación en 11 de los 39 pozos estudiados, incluida la sustancia química 2-butoxietanol (2-BE), un ingrediente conocido de los fluidos de fracturación hidráulica, en tres de los pozos estudiados, así como la presencia de metano, productos orgánicos derivados del gasóleo y un tipo de hidrocarburo conocido como adamantano”. [EPA 2009].

En muchos casos ya se han impuesto multas a las empresas por contravenir la legislación estatal. Por ejemplo, Cabot Oil & Gas recibió una notificación del Departamento de Protección Medioambiental de Pennsylvania en la que se señalaba: «Cabot ha provocado o permitido que el gas de formaciones inferiores penetre en los acuíferos de agua dulce». [Lobbins 2009]

Se estimó, sobre la base de datos históricos, una tasa de accidentes del 1 al 2 % en el Estado de Nueva York [Bishop 2010], lo que parece plausible. Sin embargo, las más de 1 600 infracciones mencionadas anteriormente cometidas únicamente en la parte de Marcellus Shale correspondiente a Pennsylvania, sugieren una tasa mucho más elevada si se compara con los 2 300 pozos que se habían perforado hasta finales de 2010.

#### *Posibilidad de transferencia a las condiciones europeas*

Al parecer, la mayoría de los accidentes e intrusión en aguas subterráneas parecen deberse a una manipulación incorrecta que podría evitarse. En los Estados Unidos existe una normativa pero el seguimiento y supervisión de las operaciones dejan que desear, ya sea por la falta de presupuesto de las autoridades públicas u otras razones. Por consiguiente, el problema fundamental no es una normativa deficiente, sino su aplicación por medio de una supervisión adecuada. Es necesario garantizar que las buenas prácticas no solo están disponibles, sino que se aplican de forma generalizada.

Aparte de ello persiste un cierto riesgo en las vías no detectadas (por ejemplo, antiguos pozos abandonados pero no registrados mal cementados, riesgos imprevisibles derivados de terremotos, etc.) de que el metano u otras sustancias químicas entren en los niveles de aguas subterráneas.

### 2.4.3. Eliminación de aguas residuales

Los fluidos de fracturación se inyectan en las formaciones geológicas a alta presión. Una vez que se reduce la presión, una mezcla de fluidos de fracturación, metano, compuestos y agua adicional fluyen de regreso del depósito hacia la superficie. Esta agua debe recogerse y eliminarse de forma adecuada. Según fuentes del sector, entre un 20 % y un 50 % del agua utilizada para la fracturación hidráulica de pozos de gas regresa a la superficie en forma de refluo. Una parte de esta agua se recicla para fracturar nuevos pozos. [Questerre Energy 2010]. De acuerdo con otras fuentes, entre el 9 % y el 35 % regresa a la superficie. [Sumi 2008].

#### *La experiencia de Norteamérica*

La correcta eliminación de las aguas residuales parece ser un gran problema en Norteamérica. El problema básico es la enorme cantidad de aguas residuales y la incorrecta configuración de las plantas depuradoras. Si bien es posible reciclarlas, ello incrementaría los costes del proyecto. Se han registrado numerosos problemas relacionados con una eliminación incorrecta. Por ejemplo:

- En agosto de 2010 se impuso una multa a «Talisman Energy» en Pennsylvania por un vertido ocurrido en 2009 que envió más de 4 200 galones (~ 16 m<sup>3</sup>) de refluo de fluido de fracturación hidráulica a un humedal y a un afluente del arroyo Webier, que desemboca en el río Tioga, en el que se practica la pesca de agua fría. [Talisman 2011].
- En enero de 2010, la empresa «Atlas Resources» fue multada por infringir la legislación medioambiental en 13 pozos situados al suroeste de Pennsylvania, Estados Unidos. Atlas Resources no aplicó las medidas adecuadas de control de la erosión y la sedimentación, lo que provocó vertidos turbios. Asimismo, Atlas Resources vertió gasóleo y fluidos de fracturación hidráulica en el subsuelo. Atlas Resources cuenta con más de 250 permisos para pozos en la zona de Marcellus. [PA DEP 2010].
- A la empresa «Range Resources» se le impuso una multa por el vertido, ocurrido el 6 de octubre de 2009, de 250 barriles (~ 40 m<sup>3</sup>) de fluido de fracturación hidráulica diluido. Este vertido se debió a la rotura de una junta en una tubería de transmisión. El fluido acabó en un afluente de Brush Run, en Hopewell Township, Pennsylvania. [PA DEP 2009].
- En agosto de 2010, la empresa «Atlas Resources» fue multada en Pennsylvania por permitir que se desbordará fluido de fracturación hidráulica de un pozo de aguas residuales y contaminara una cuenca hidrográfica de alta calidad en el condado de Washington. [Pickels 2010].
- En una plataforma de perforación con tres pozos de gas en Troy, Pennsylvania, la empresa «Fortune Energy» vertió ilegalmente fluidos de refluo en un canal de drenaje y en una zona cubierta de vegetación que alcanzaron un afluente del arroyo Sugar (citado en [Michaels 2010]).
- En junio de 2010, el Departamento de Protección Medioambiental (DEP) de Virginia Occidental publicó un informe en el que concluía que la empresa «Tapo Energy» vertió en agosto de 2009 una cantidad desconocida de un «material a base de petróleo» relacionado con las actividades de perforación en un afluente del arroyo Buckeye en el condado de Doddridge. Este vertido contaminó un segmento de tres millas de longitud del arroyo (citado en [Michaels 2010]).

### *Posibilidad de transferencia a las condiciones europeas*

Una vez más, la mayoría de estos casos de contaminación de agua se deben a prácticas incorrectas. Por ello, es obligatorio tratar de forma muy estricta estas cuestiones. En Europa, por ejemplo, en Alemania, ya se han producido accidentes en operaciones de fracturación hidráulica. Por ejemplo, las tuberías de aguas residuales del yacimiento de gas estático «Söhlingen» en Alemania sufrieron una fuga en 2007 que provocó la contaminación de las aguas subterráneas con benceno y mercurio. Aunque se informó correctamente a la autoridad competente en materia de minería del Estado federado de Baja Sajonia («Landesbergbehörde»), el público solo tuvo conocimiento del accidente en 2011, cuando la empresa comenzó a reemplazar las tierras agrícolas en las que los fluidos se habían introducido en el suelo. [NDR 2011; Kummetz 2011].

## **2.5. Terremotos**

Es bien sabido que la fracturación hidráulica puede provocar pequeños sismos de 1 a 3 grados en la escala de Richter [Aduschkina 2000]. Por ejemplo, la tasa de pequeños sismos en Arkansas, Estados Unidos, ha aumentado diez veces en los últimos años. [AGS 2011]. Se cree que estos sismos son provocados por el marcado aumento de las actividades de perforación en Fayetteville Shale. La región de Fort Worth también ha experimentado al menos 18 pequeños sismos desde diciembre de 2008. Tan solo en la ciudad de Cleburne se registraron siete sismos entre junio y julio de 2009 en una zona en la que no se había producido un sismo en los últimos 140 años. [Michaels 2010].

En abril de 2011, la ciudad de Blackpool en el Reino Unido sufrió un pequeño sismo (1,5 grados en la escala de Richter) que fue seguido por uno mayor (2,5 grados en la escala de Richter) en junio de 2011. La empresa «Cuadrilla Resources», que llevaba a cabo operaciones de fracturación hidráulica en la zona del sismo, suspendió estas y encargó una investigación al respecto. Anunció que cesaría sus operaciones en caso de que se demostrara una relación entre los sismos y sus actividades de perforación. [Nonnenmacher 2011].

## **2.6. Productos químicos, radiactividad y repercusiones en la salud humana**

### **2.6.1. Materiales radiactivos**

Los materiales radiactivos naturales (denominados N.O.R.M.) forman parte de cualquier formación geológica, aunque en un porcentaje muy reducido del orden de ppm o ppmm. La mayoría de los yacimientos de esquisto negro de los Estados Unidos tienen un contenido de uranio entre el 0,0016 % y el 0,002 %. [Swanson 1960].

Estos materiales radiactivos naturales, como el uranio, torio y radio unidos a la roca, son transportados a la superficie con el fluido de reflujo durante el proceso de fracturación hidráulica. En ocasiones se inyectan partículas radiactivas con los fluidos con fines especiales (por ejemplo, como marcadores). Los N.O.R.M. pueden moverse a través de las grietas en las rocas y llegar al suelo y a las aguas de superficie. Por lo general, los N.O.R.M. se acumulan en tuberías, depósitos y pozos.

La cantidad de sustancias radiactivas difiere entre un yacimiento y otro. El yacimiento de Marcellus Shale, por ejemplo, contiene más partículas radiactivas que otras formaciones geológicas. Durante las actividades de procesamiento del gas, los N.O.R.M. pueden aparecer en forma de gas radón en la corriente de gas natural. El radón se degrada en  $^{210}\text{Pb}$  (un isótopo de plomo) y luego en  $^{210}\text{Bi}$  (un isótopo de bismuto) y  $^{210}\text{Po}$  (un isótopo de polonio) y, finalmente, en  $^{206}\text{Pb}$  estable (plomo).

Los elementos de la degradación del radón se depositan en forma de película en la superficie interior de las tuberías de entrada, unidades de tratamiento, bombas y válvulas asociados principalmente con las corrientes de procesamiento de propileno, etano y propano. Debido a que los materiales radiactivos se concentran en el equipo de los yacimientos de petróleo y gas, el mayor riesgo de exposición a los N.O.R.M. del gas y del petróleo lo corren los trabajadores que cortan y escarían los tubos de los yacimientos petrolíferos, retiran elementos sólidos de los depósitos y pozos, y renuevan el equipo de procesamiento de gas. [Sumi 2008].

#### *La experiencia de Norteamérica*

En el condado de Onondaga, Nueva York, se detectó la sustancia radiactiva radón ( $^{222}\text{Rn}$ ) en el aire interior de los sótanos de 210 viviendas. Todas las viviendas situadas sobre el yacimiento de Marcellus Shale presentaban un nivel de radón  $^{222}\text{Rn}$  en el aire interior superior a  $148 \text{ Bq/m}^3$ , y la concentración media en ellas era de  $326 \text{ Bq/m}^3$ <sup>4</sup>, que es el doble del «nivel de acción» de la Agencia de Protección del Medio Ambiente (EPA) de los Estados Unidos (es decir, el nivel al que se recomienda que los propietarios de la vivienda intenten reducir la concentración de radón), situado en  $148 \text{ Bq/m}^3$ . El nivel medio de radón en interiores en los Estados Unidos es de  $48 \text{ Bq/m}^3$ . [Sumi 2008]. Un aumento en  $100 \text{ Bq/m}^3$  del aire provoca un aumento de la tasa de cáncer de pulmón del 10 %. [Zeeb et al 2009].

Los recortes de roca de las explotaciones de gas de esquisto de Marcellus Shale son sumamente radiactivos (25 veces más que el valor de referencia de la superficie). Una parte de los residuos está esparcida por el suelo. Una serie de mediciones del suelo realizadas en 1999 muestran una concentración de  $^{137}\text{Cs}$  (un isótopo de cesio radiactivo) de 74 Bq por kg de suelo. [NYDEC 2010]. El  $^{137}\text{Cs}$  se utiliza para analizar las formaciones geológicas durante la prospección de gas de esquisto.

#### *Posibilidad de transferencia a las condiciones europeas*

También en Europa hay materiales radiactivos naturales (N.O.R.M.) y por consiguiente, pueden ocurrir los mismos problemas. Sin embargo, la cantidad de partículas radiactivas difiere entre un lugar y otro. Por ello la importancia de las partículas radiactivas debe evaluarse por separado en cada cuenca de gas de esquisto y gas estático.

Por esa razón es necesario conocer la composición de una muestra básica de un esquisto determinado objeto de investigación antes de conceder la autorización de producción.

#### 2.6.2. Productos químicos que deben utilizarse

Normalmente, el fluido de fracturación está formado por un 98 % de agua y arena, y un 2 % de aditivos químicos. Los aditivos químicos incluyen sustancias tóxicas, alergénicas, mutágenas y carcinógenas.

#### *La experiencia de Norteamérica*

Debido a los secretos comerciales, no toda la composición de los aditivos se da a conocer al público. [Wood et al 2011]. Un análisis de una lista de 260 sustancias presentada por el Estado de Nueva York arroja los siguientes resultados:

- De estas 260 sustancias, 58 tienen una o varias propiedades que pueden ser motivo de preocupación.

---

<sup>4</sup> Valores convertidos de picocuries por litro a Bq por  $\text{m}^3$ ,  $1 \text{ Ci} = 3,7 \cdot 10^{10} \text{ Bq}$

- Seis de ellas figuran en la lista 1 de las listas 1 a 4 de sustancias prioritarias, que la Comisión Europea ha publicado para las sustancias que requieren atención inmediata debido a sus posibles efectos en los seres humanos o en el medio ambiente: acrilamida, benceno, etil benceno, isopropilbenceno (cumeno), naftaleno, etilendiaminotetraacetato de tetrasodio.
- Una sustancia (el naftaleno bis (1-metiletil) está siendo investigada en la actualidad por ser persistente, bioacumulativa y tóxica (PBT).
- Dos sustancias (el naftaleno y el benceno) figuran en la primera lista de 33 sustancias prioritarias del anexo X de la Directiva marco sobre el agua 2000/60/CE, que actualmente es el anexo II de la Directiva sobre sustancias prioritarias (Directiva 2008/105/CE).
- Diecisiete se clasifican como tóxicas para los organismos acuáticos (toxicidad aguda y crónica).
- Treinta y ocho se clasifican como toxinas agudas (para la salud humana), como el 2-butoxietanol.
- Ocho sustancias han sido clasificadas como carcinógenos conocidos, como el benceno (clasificación del SGA: Carc. 1A) y la acrilamida, el óxido de etileno y varios disolventes a base de petróleo que contienen sustancias aromáticas (clasificación de la SGA<sup>5</sup>: Carc. 1B).
- Seis han sido clasificadas como sospechosas de provocar cáncer (Carc. 2), como el hidrocloruro de hidroxilamina.
- Siete han sido clasificadas como mutágenas (Muta. 1B), como el benceno y el óxido de etileno.
- Cinco han sido clasificadas como generadoras de efectos reproductivos (Repr. 1B, Repr. 2).

El 2-butoxietanol (también denominado monobutil éter del etilén glicol) se utiliza frecuentemente como aditivo químico [Bode 2011], [Wood et al 2011]. Es tóxico a niveles relativamente bajos de exposición. La vida media del 2-butoxietanol en aguas de superficie naturales oscila entre 7 y 28 días. Con una tasa de biodegradación aeróbica lenta, los seres humanos, la flora y la fauna silvestre y los animales domésticos podrían entrar en contacto directo con esta sustancia por medio de la ingestión, inhalación, absorción dérmica y el contacto con los ojos en su forma líquida o vaporosa cuando el agua atrapada llega a la superficie. La biodegradación aeróbica requiere oxígeno, lo que significa que cuanto más profundamente se inyecte el 2-butoxietanol en las capas del subsuelo, más tiempo subsistirá. [Colborn 2007].

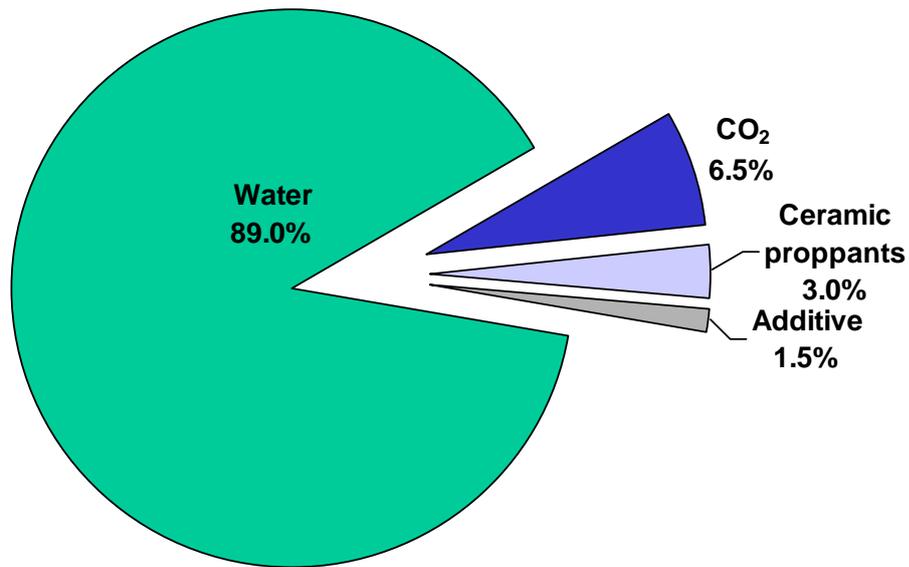
#### *Posibilidad de transferencia a las condiciones europeas*

En el Gráfico 3 se muestra la composición del fluido de fracturación (6 405 m<sup>3</sup>) utilizado en el pozo de gas estático «Goldenstedt Z23», situado en Baja Sajonia, Alemania.

---

<sup>5</sup> Sistema Globalmente Armonizado de clasificación y etiquetado de productos químicos

**Gráfico 3: Composición del fluido de fracturación utilizado en el pozo «Goldenstedt Z23», en Baja Sajonia, Alemania**



El fluido de fracturación contiene un 0,25 % de sustancias tóxicas, un 1,02 % de sustancias nocivas o tóxicas para la salud humana (de las cuales, un 0,77 % han sido clasificadas como nocivas «Xn» y un 0,25 %, como tóxicas agudas «T») y un 0,19 % de sustancias nocivas para el medio ambiente. En el pozo «Goldenstedt Z23», situado en Baja Sajonia, Alemania, se ha utilizado un total de 65 m<sup>3</sup> (cantidad superior al equivalente de dos camiones cisterna con un peso bruto de 40 toneladas y una carga útil neta de 26 toneladas) de sustancias nocivas para la salud humana, de las cuales 16 toneladas eran sustancias tóxicas agudas.

A menudo, la composición exacta de los aditivos químicos es confidencial, por lo que no se publica. Una de las sustancias es el tetra metil amonio cloruro, que es tóxico y nocivo para el agua potable incluso en pequeñas cantidades. Según [Bode 2011], algunas sustancias tóxicas, como el 2-butoxietanol, la 5-cloro-2-metil-4-isotiazolin-3-ona y la 2-metilisotiazol-3(2H)-ona se han utilizado como aditivos químicos para fracturación hidráulica en Baja Sajonia, en Alemania.

**Cuadro 3: Algunas sustancias utilizadas como aditivos químicos para fluidos de fracturación en Baja Sajonia, Alemania**

Número CAS	Sustancia	Fórmula	Efectos en la salud	Clasificación del SGA
111-76-2	2-butoxietanol	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> O <sub>2</sub>	tóxica	SGA07 
26172-55-4	5-cloro-2-metil-4-isotiazolin-3-ona	C <sub>4</sub> H <sub>4</sub> CINOS	tóxica	SGA05  SGA08  SGA09 
2682-20-4	2-metilisotiazol-3(2H)-ona	C <sub>4</sub> H <sub>5</sub> NOS	tóxica	SGA05  SGA08  SGA09 
9016-45-9	Nonilfenol etoxilato	C <sub>m</sub> H <sub>2m+1</sub> - C <sub>6</sub> H <sub>4</sub> OH(CH <sub>3</sub> CH <sub>2</sub> O) <sub>n</sub>	tóxica	SGA05  SGA07  SGA09 
75-57-0	Tetrametil amonio cloruro	C <sub>4</sub> H <sub>12</sub> CIN	tóxica	SGA06  SGA07 

**Fuente:** Sistema Global Armonizado

Asimismo, la fracturación hidráulica puede afectar la movilidad de las sustancias tóxicas naturales presentes en las capas subsuperficiales, como el mercurio, el plomo y el arsénico. Estas sustancias pueden encontrar una vía hacia las fuentes subterráneas de agua potable si las fracturas se extienden más allá de la formación explotada, o si las tuberías de revestimiento o el cemento alrededor de la perforación ceden a las presiones ejercidas durante la fracturación hidráulica. Otras sustancias tóxicas pueden formarse mediante reacciones bioquímicas complejas con los aditivos químicos utilizados para el fluido de fracturación. [EPA 2011].

En el reflujó también se pueden encontrar sustancias tóxicas naturales. Son limitados los conocimientos acerca de la eficacia de los actuales procesos de tratamiento para eliminar correctamente determinados constituyentes del reflujó y el agua producida. [EPA 2011].

### 2.6.3. Repercusiones en la salud humana

Los posibles efectos en la salud humana son provocados principalmente por las repercusiones de las emisiones correspondientes a la atmósfera o al agua. Los principales efectos son dolor de cabeza y efectos a largo plazo de los compuestos orgánicos volátiles. La contaminación de aguas subterráneas puede resultar peligrosa si la población entra en contacto con el agua contaminada. Por ejemplo, si se baña a menudo a niños pequeños con agua contaminada, ello puede tener un efecto alérgico y en la salud. Asimismo, los pozos de aguas residuales y los fluidos de erupción son motivo de preocupación cuando la piel queda expuesta a ellos.

### *La experiencia de Norteamérica*

Aparte de los efectos potenciales, pocas veces se han documentado los efectos reales en la salud humana y su relación directa con las actividades de fracturación hidráulica. Por lo general, los dolores de cabeza encabezan la lista.

En la cercanías de la comunidad de Dish, Texas, Estados Unidos, se han documentado casos de enfermedades y muertes de potros, como se indica en el capítulo 2.3. [Wolf 2009].

A continuación se citan dos ejemplos extremos, ya que estos se encuentran muy bien documentados, si bien su relación con actividades de perforación para la extracción de gas no puede demostrarse. El primero aparece en un testimonio por escrito enviado a la Comisión de Supervisión y Reforma Gubernamental de la Cámara de Representantes de los Estados Unidos:

«Una mujer [Laura Amos] de Silt, condado de Garfield, Colorado, me llamó para decirme que había desarrollado un tumor suprarrenal muy raro, por lo que tuvo que extirpársele tanto el tumor como la glándula suprarrenal. Uno de los efectos del 2-BE [2-butoxietanol] fue el desarrollo de tumores suprarrenales. Me dijo que vivía a 300 metros de una plataforma de pozos de gas muy activa donde con frecuencia se realizaban fracturaciones hidráulicas. Durante un episodio de fracturación erupió su pozo doméstico de agua. Asimismo describió los problemas de salud de otras personas que vivían cerca de ella». [Colborn 2007].

y:

«A mediados de agosto [de 2008], el debate en Colorado se intensificó cuando se supo que Cathy Behr, una enfermera de la sala de emergencias de Durango, Colorado, casi había muerto tras tratar a un perforador de pozos de prospección que había sido salpicado de fluido de fracturación en un pozo de gas natural de BP. Behr despojó al hombre de su ropa y la puso en bolsas de plástico... Unos días más tarde, Behr se encontraba en estado crítico debido a un fallo multiorgánico». [Lustgarten 2008].

## **2.7. Posibles beneficios ecológicos a largo plazo**

La extracción de gas de esquisto no ofrece beneficios ecológicos potenciales a largo plazo, salvo la posible reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Esta reducción podría producirse en caso de que recursos fósiles más contaminantes, como el carbón y el petróleo, se remplacen por gas de esquisto y la extracción de este demuestre tener menores emisiones de gases de efecto invernadero que el carbón y el petróleo durante toda su cadena de producción. Los resultados mencionados en el capítulo 3 indican que es posible que no sea así o tan solo hasta cierto grado. Los resultados del capítulo 5 muestran que el gas de esquisto solo puede hacer una pequeña contribución, incluso marginal, al abastecimiento de energía en Europa.

Las repercusiones que se describen en las secciones anteriores demuestran que la extracción de gas de esquisto está relacionada con una serie de graves riesgos para el medio ambiente. Por consiguiente, no puede afirmarse que el riesgo sea menor respecto a las operaciones de extracción convencional de petróleo y gas, incluido el riesgo de una contaminación accidental a gran escala, como la reciente catástrofe ocurrida en el Golfo de México. Cabe destacar a este respecto que los tipos de riesgo, sus probabilidades y las posibles repercusiones presentan diferencias cuantitativas y cualitativas. Una evaluación detallada va más allá del alcance del presente análisis.

## 2.8. Los riesgos en los debates públicos

En los debates públicos sobre la fracturación hidráulica se avanzan diversos argumentos para debilitar la evaluación de las repercusiones medioambientales que se describen más arriba. Entre ellos se encuentran:

- *Los accidentes e infracciones demostrados se deben a malas prácticas de las empresas, las cuales son predominantemente pequeñas empresas que no participan en actividades europeas.* Puede considerarse que este argumento político viene a subrayar la importancia de un seguimiento independiente de los posibles riesgos y repercusiones de las operaciones de fracturación hidráulica.
- *La contaminación de aguas subterráneas con metano se debe a los niveles naturales de metano producidos por la descomposición del metano biogénico en el subsuelo.* Un análisis científico de la composición de los isótopos y los análisis estadísticos de las correlaciones entre el aumento de los niveles de metano y el incremento de las actividades de fracturación demuestran sin lugar a dudas que la contaminación con metano de aguas subterráneas es producida por el metano fósil de las formaciones geológicas.
- *No existen evidencias claras que indiquen que la contaminación de aguas subterráneas esté relacionada con actividades de fracturación hidráulica.* Es obvio que resulta muy complejo demostrar la existencia de una relación directa entre casos concretos de contaminación y ciertas actividades. No obstante, se han encontrado estas pruebas en algunos casos, y en muchos de ellos existen evidencias circunstanciales que demuestran esa correlación...
- *Si se utiliza tecnología puntera y personal formado, los accidentes y problemas conocidos de las actividades realizadas en los Estados Unidos pueden evitarse y se evitarán en Europa.* Uno de los principales objetivos del presente análisis es evaluar las posibles repercusiones y riesgos a fin de que Europa pueda evitarlos. Cabe señalar, no obstante, que los requisitos necesarios tendrán un cierto coste y ralentizarán la explotación, lo que podría hacer que la extracción de gas de esquisto resulte poco atractiva desde el punto de vista económico y reducir su contribución energética a niveles marginales.
- *Los (pequeños) riesgos restantes deben compararse con los beneficios económicos de la explotación de yacimientos de gas natural europeos.* Los aspectos económicos de la extracción de gas de esquisto trascienden el objetivo del presente análisis. Sin embargo, cabe señalar que las actividades de fracturación hidráulica son mucho más costosas que la extracción convencional. El atractivo económico de la explotación del gas de esquisto europeo aún no se ha demostrado. Habría que realizar un análisis de costes y beneficios, que incluya todos los aspectos en un análisis del ciclo de vida de cada pozo como requisito previo para conceder permisos de extracción.

## 2.9. Consumo de recursos

### *La experiencia de Norteamérica*

En el Cuadro 4 se resumen los materiales y movimientos de camiones para las actividades relacionadas con la explotación de gas natural.

**Cuadro 4: Cantidades estimadas de materiales y movimientos de camiones para las actividades relacionadas con la explotación de gas natural [NYCDEP 2009]**

Actividad	Material/residuos	Cantidades <sup>(1)</sup>	Viajes de camión necesarios
Plataforma de un solo pozo con una longitud de 1 500 a 4 000 m, formada por 900 a 2 100 m de profundidad y 600 a 1 800 metros de longitud lateral con tubos de revestimiento de seis pulgadas y un barreno de ocho pulgadas de diámetro. La longitud lateral está revestida, pero no cementada.			
Acceso al lugar y construcción de la plataforma de perforación	Eliminación de la vegetación y movimientos de tierras	Superficie de 0,8 a 2.0 ha, más las carreteras de acceso necesarias	De 20 a 40
Instalación del castillete de perforación	Equipo		40
Productos químicos de perforación	Diversos productos químicos		
Agua de perforación	El agua.	De 40 a 400 m <sup>3</sup>	De 5 a 50
Tubería de revestimiento	Tubos	De 2 100 a 4 600 m (de 60 a 130 toneladas) de tubería de revestimiento	De 25 a 50
	Cemento (cementado)	De 14 a 28 m <sup>3</sup>	De 5 a 10
Residuos de la perforación	Roca/tierra/material de formaciones geológicas	De 71 a 156 m <sup>3</sup>	Depende del destino de los residuos
Aguas residuales de la perforación	Yacimientos de agua para perforación	De 40 a 400 m <sup>3</sup>	De 5 a 50
Instalación del equipo de estimulación	Equipo		40
Perforación de la tubería de revestimiento	Explosivos	Cara única ~25 g, no existen estimaciones del número de cargas para la longitud lateral	
Fluido de fracturación – agua	Agua.	De 11 355 a 34 065 m <sup>3</sup>	De 350 a 1 000
Fluido de fracturación – productos químicos	Diversos productos químicos	Suponiendo que entre el 1 % y el 2 % del volumen de los fluidos de fracturación esté formado por compuestos químicos, de 114 a 681 m <sup>3</sup>	De 5 a 20
Fluido de fracturación – aguas residuales	Fluidos residuales de fracturación	De 11 355 a 34 065 m <sup>3</sup>	De 350 a 1 000
Finalización de la plataforma del pozo	Equipo		10
Recolección de gas	Agua producida	57 m <sup>3</sup> de media por año y pozo	De 2 a 3
Total estimado de viajes de camión por pozo			De 800 a más de 2 000

(1) Unidades de los Estados Unidos convertidas a unidades métricas

*Posibilidad de transferencia a las condiciones europeas*

La información disponible hasta ahora nos lleva a la conclusión de que el consumo de recursos y las necesidades de energía (y las emisiones de GEI correspondientes – véase el capítulo 3) para la explotación de yacimientos de gas de esquisto son superiores a los de la explotación de yacimientos de gas natural convencional. Existe un amplio margen respecto al rendimiento de gas natural de cada pozo y la diferencia puede ser superior a un factor de diez. De este modo, el consumo de recursos y energía, y las emisiones de GEI por m<sup>3</sup> de gas natural extraído varían por un factor superior a diez. En consecuencia es necesario llevar a cabo una evaluación de cada formación de gas de esquisto para obtener datos pertinentes y fiables.

### 3. BALANCE DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

#### PRINCIPALES CONCLUSIONES

- Las emisiones fugitivas de metano tienen enormes repercusiones en el balance de gases de efecto invernadero.
- Las evaluaciones existentes estiman entre 18 y 23 g de equivalente CO<sup>2</sup> por MJ las emisiones indirectas de GEI procedentes de la producción y procesamiento de gas natural no convencional.
- Las posibles emisiones provocadas por la intrusión de metano en los acuíferos no se han evaluado todavía.
- Sin embargo, las emisiones específicas de los proyectos pueden variar hasta por un factor de diez, dependiendo de la producción total de metano del pozo.
- Las emisiones de gases de efecto invernadero del gas de esquisto en relación con su contenido energético pueden ser tan bajas como las del gas convencional que se transporta a lo largo de grandes distancias o tan altas como las de la antracita durante todo su ciclo de vida, de la extracción a la combustión, dependiendo de diversos factores.

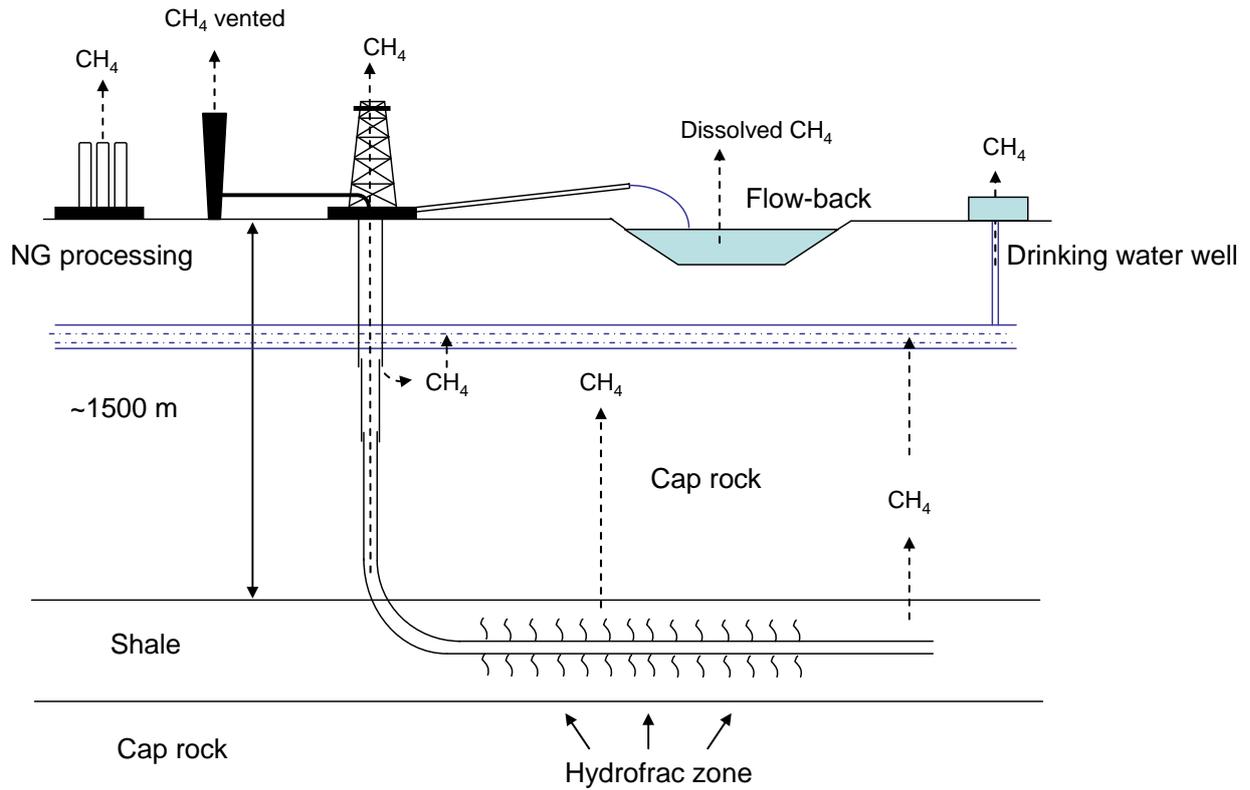
#### 3.1. Gas de esquisto y gas estático

##### 3.1.1. La experiencia de Norteamérica

Durante los procesos de combustión en las turbinas de gas, motores de gasóleo y calderas necesarias para la prospección, extracción y procesamiento del gas de esquisto se producen emisiones de CO<sub>2</sub>. Dependiendo del contenido de CO<sub>2</sub> del gas natural extraído, pueden producirse emisiones de CO<sub>2</sub> no procedentes de la combustión en la fase de procesamiento de dicho gas. El contenido de CO<sub>2</sub> del gas extraído puede ser de hasta el 30 % [Goodman et al 2008], lo que arrojaría emisiones específicas de unos 24 g de CO<sub>2</sub> por MJ de gas extraído.

Por otra parte se emite metano, que tiene un potencial de cambio climático de 25 g de equivalente CO<sub>2</sub> por g de CH<sub>4</sub> (para un horizonte de cien años, según el IPCC). Durante las fases de prospección y construcción, las emisiones se producen durante la perforación (evacuación de gas «superficial»), durante el reflujó de los líquidos del proceso de fracturación hidráulica y de la extracción del tapón después de dicho proceso. Durante las fases de extracción y procesamiento, el metano se fuga de las válvulas y compresores, durante la descarga de líquido (descarga de los hidrocarburos líquidos por separado), y el procesamiento de gas natural. Asimismo, las perforaciones dañadas pueden emitir metano. Se estima que entre un 15 % y un 25 % de las perforaciones en los Estados Unidos no son estancas.

**Gráfico 4: Emisiones de CH<sub>4</sub> procedentes de la prospección, extracción y procesamiento de gas de esquisto**



**Fuente:** datos de los autores basados en [SUMI 2008].

Las fases de prospección y construcción de gas de esquisto (perforación inicial y finalización del pozo), que incluyen el procedimiento de refluo, contribuyen en gran medida al total de las emisiones de metano. En el Cuadro 5 se muestran las emisiones de metano procedentes del procedimiento de refluo en cuatro pozos no convencionales.

**Cuadro 5: Emisiones de metano procedentes de fluidos de reflujo correspondientes a cuatro pozos de gas natural no convencional**

Cuenca	Emisiones durante el reflujo [ $10^3$ m <sup>3</sup> de CH <sub>4</sub> ]	Vida útil de producción del pozo [ $10^6$ m <sup>3</sup> ]	Emisiones del reflujo expresadas en porcentaje de la producción durante la vida útil	Emisiones del reflujo en g de equivalente CO <sub>2</sub> /MJ (1)
Haynesville (Yacimiento de Louisiana)	6 800	210 (75)	3,2 %	20,1
Barnet (Yacimiento de Texas)	370	35	1,1 %	6,6
Piceance (Colorado, arena compacta)	710	55	1,3 %	7,9
Uinta (Utah, arena compacta)	255	40	0,6 %	3,8

(1) 25 g de equivalente CO<sub>2</sub> por g de CH<sub>4</sub>, basado en un horizonte de cien años, según el IPCC

**Fuente:** [Cook et al 2010], [Howarth et al 2011]

Las emisiones medias de metano procedentes de los fluidos de reflujo de los cuatro pozos no convencionales que figuran en el Cuadro 5 representan aproximadamente el 1,6 % del gas natural extraído. Por otra parte, la extracción del tapón, que se realiza después de la fracturación hidráulica, provoca emisiones de metano equivalentes al 0,3 % del gas natural extraído, lo que suma un total de emisiones de metano del 1,9 % en las fases de proyección y construcción. El metano puede capturarse y quemarse parcialmente para reducir las emisiones de este gas. Normalmente se puede capturar y quemar aproximadamente el 50 % del metano emitido. Asimismo, [Howarth et al 2011] asume que el contenido de metano del gas natural extraído es del 78,8 % para convertir las pérdidas de metano expresadas en volumen a pérdidas de metano expresadas en energía.

Cabe señalar que las emisiones específicas de GEI procedentes de la combustión durante la perforación dependen en gran parte de la cantidad de gas natural que pueda extraerse. La cantidad de CO<sub>2</sub> emitido durante la perforación depende de la profundidad de esta última. Mientras más abajo se encuentre el yacimiento de gas natural, mayores serán las emisiones de GEI por MJ de gas natural extraído. En el caso del yacimiento de Haynesville Louisiana, la producción de gas natural durante la vida útil de cada pozo que indica [Howarth et al 2011] es sorprendentemente alta (210 millones de m<sup>3</sup>, en lugar de los 35 a 55 millones de m<sup>3</sup> mencionados para otros yacimientos de gas de esquisto y gas estático). De acuerdo con [Cook et al 2010], el valor medio de la producción durante la vida útil de cada pozo en el yacimiento de Haynesville Louisiana, es de aproximadamente 75 millones de m<sup>3</sup>, en lugar de los 210 millones de m<sup>3</sup> que indica [Howarth et al 2011]. Si estos 75 millones de m<sup>3</sup> son reales y las emisiones de metano procedentes del flujo son constantes, las emisiones específicas de metano serían del 9,0 %, en lugar del 3,2 % que se indica en el Cuadro 5. Las emisiones de GEI procedentes del flujo en el yacimiento de Haynesville Louisiana aumentarían de 20 g/MJ a aproximadamente 57 g/MJ de gas natural extraído

En el Cuadro 6 se muestran las emisiones de GEI procedentes de las fases de prospección, extracción y procesamiento de gas de esquisto y gas estático en los Estados Unidos<sup>6</sup>. Las emisiones de metano procedentes del reflujo (que se incluyen en las emisiones de metano correspondientes a la «finalización del pozo») se derivan de la media de los pozos indicados en el Cuadro 5.

**Cuadro 6: Emisiones de las fases de prospección, extracción y procesamiento de gas de esquisto en relación con el poder calorífico inferior del gas producido**

	CO <sub>2</sub> [g/MJ]	CH <sub>4</sub> [g/MJ]	N <sub>2</sub> O [g/MJ]	g de equivalente CO <sub>2</sub> /MJ (1)
Limpieza del lugar:				
Perturbación	0,018	-	-	0,018
Limpieza del terreno	0,018	<0,01	<0,01	0,018
Consumo de recursos	0,550	<0,01	-	0,550
Prospección y construcción:				
Combustión durante la perforación (perforación y fracturación)	0,660 (0,878)	<0,01	<0,01	0,827 (1,045)
Combustión durante la perforación (móvil)	0,293 (0,493)	<0,01	<0,01	0,460 (0,660)
Finalización del pozo (quema del 50 %, evacuación del 50%)	0,733 (1,145)	0,254 (0,417)	-	7,077 (11,578)
Producción de gas:				
Combustión	2,089	-	-	2,089
Depósito de agua salada	-	<0,01	-	
Diversas emisiones fugitivas	-	0,147	-	3,673
Procesamiento:				
Combustión	1,905	<0,01	-	2,239
Emisiones fugitivas	0,330	0,027	-	0,998
Total	6,60 (7,43)	0,454 (0,618)	0,00	17,9 (22,9)

(1) 25 g de equivalente CO<sub>2</sub> por g de CH<sub>4</sub>, basado en un horizonte de cien años, según el IPCC. Los valores entre paréntesis se calcularon para un rendimiento inferior en Haynesville, según Cook et al. 2010. Fuente: [Cook et al 2010], [Howarth et al 2011]

<sup>6</sup> Convertidas de g de C correspondientes a CO<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub> que se presentan en la fuente bibliográfica a g de CO<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub>

Si se aplicara el rendimiento del yacimiento de Hayensville Louisiana indicado en [Cook et al 2010] y se mantuvieran constantes las emisiones de metano procedentes del reflujó, el total de las emisiones de GEI correspondientes a la prospección, extracción y procesamiento de gas de esquisto de la combinación de los cuatro pozos de gas natural no convencional aumentaría de 17,9 g/MJ a 22,9 g/MJ.

El metano también puede fugarse hacia recursos acuíferos. En los acuíferos situados por encima de las formaciones de esquisto de Marcellus y Utica del noreste de Pennsylvania y del norte del Estado de Nueva York existen evidencias de contaminación con metano del agua potable debido a la fracturación [Osborn et al 2011]. Este metano puede liberarse igualmente a la atmósfera durante el uso de agua y dar lugar a emisiones adicionales de GEI. Estas emisiones, al igual que las emisiones de metano procedentes de la evacuación de gases durante la perforación, no se incluyen en el Cuadro 6.

En Ohio, Estados Unidos, el gas natural entraba en los hogares a través de los pozos de agua. Una casa en la localidad de Bainbridge en el condado de Geauga explotó. Las dos personas que se encontraban dentro en el momento de la explosión no resultaron heridas, pero la casa sufrió daños considerables. [ODNR 2008]. Por consiguiente, podemos concluir que cantidades importantes de metano pueden migrar a aguas subterráneas y, posteriormente, a la atmósfera por esta vía.

Si el contenido de CO<sub>2</sub> del gas natural extraído fuera superior al que se asume en el Cuadro 6, las emisiones de CO<sub>2</sub> en la fase de procesamiento de gas natural serían más elevadas (de hasta 23,5 g/MJ en lugar de 0,33 g/MJ con un contenido de CO<sub>2</sub> del 30 %). Puesto que el contenido de metano sería del 70 % y no del 78,8 %, como se indica en [Howarth et al 2011], todos los demás valores también aumentarían, lo que arrojaría un valor aproximado de 43,3 g/MJ en lugar de 17,9 g/MJ.

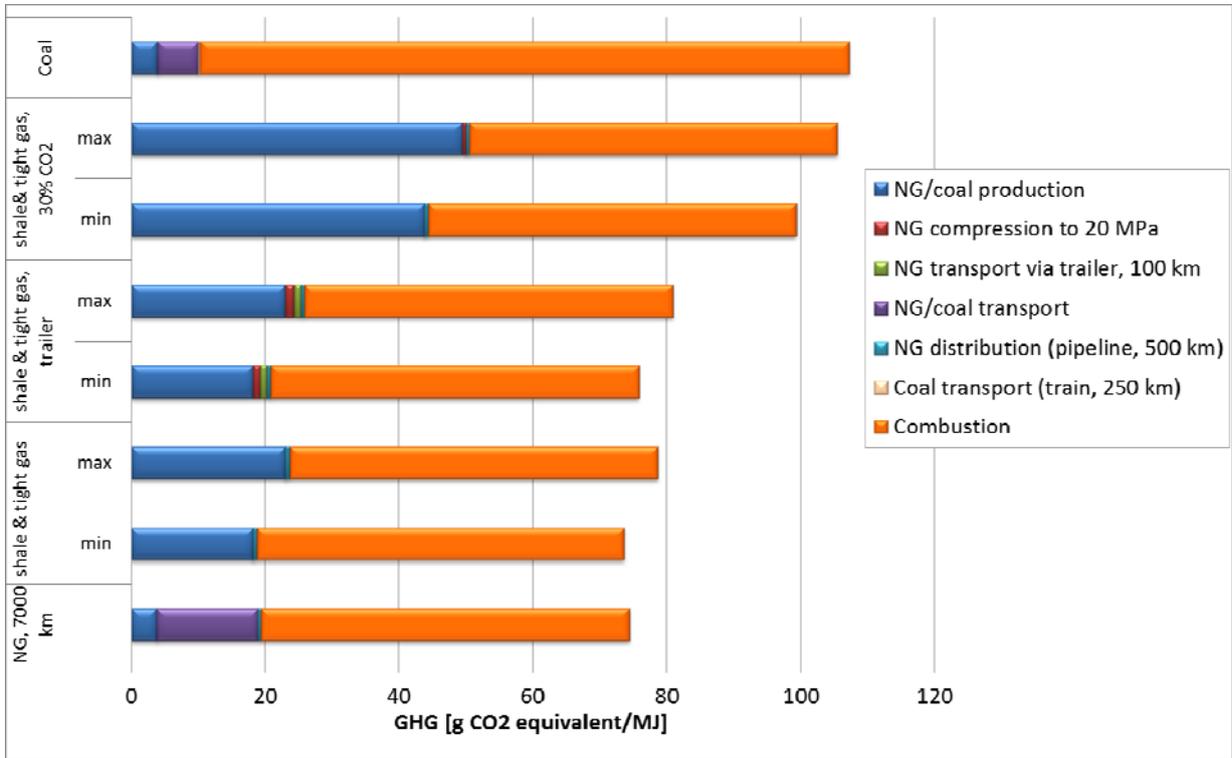
Otro aspecto que debe tenerse en cuenta es el transporte del gas natural del pozo a la red de distribución. En el caso de pequeños rendimientos de gas natural por pozo, este último se transporta comprimido en camiones utilizando un remolque de GNL.

### 3.1.2. Posibilidad de transferencia a las condiciones europeas

En la UE existen muy pocos proyectos de extracción de gas natural no convencional. La fracturación se utiliza no sólo para obtener gas de esquisto, sino también metano de yacimientos carboníferos y gas estático. Por ejemplo, ExxonMobil tiene planeado producir metano de yacimientos carboníferos en Renania del Norte-Westfalia, en Alemania.

Las emisiones de gases de efecto invernadero de la explotación, extracción, distribución y combustión de gas de esquisto y gas estático estimadas de la forma expuesta más arriba se presentan en el Gráfico 5. Dependiendo de la hipótesis elegida, el gas estático y de esquisto del extremo inferior tienen unas emisiones totales de GEI equivalentes a las del gas natural convencional transportado a lo largo de grandes distancias, en tanto que el gas estático y de esquisto del extremo superior tienen emisiones de GEI que se acercan a las de la antracita.

**Gráfico 5: Emisiones de gases de efecto invernadero de la producción, distribución y combustión de gas de esquisto y gas estático en comparación con las de gas natural convencional y carbón**



**Fuente:** datos de los autores

Si se evitara la pérdida de metano en aguas subterráneas y se asumiera que el gas de esquisto se consume en una central eléctrica de turbinas de gas de ciclo combinado (TGCC) con una eficiencia del 57,5 %, el total de las emisiones de GEI procedentes del suministro y uso de gas natural equivaldrían a 460 g/kWh de electricidad (producción de gas de esquisto: 113,5 g/kWh de electricidad; distribución de gas natural: 3,6 g/kWh de electricidad; combustión: 344,3 g/kWh) si se asumen las mismas emisiones de GEI de la producción de gas de esquisto de los Estados Unidos. Si el contenido de CO<sub>2</sub> del gas extraído fuera del 30 % y las emisiones específicas de metano procedentes del refluo fueran superiores debido a un menor rendimiento de gas natural, el total de las emisiones de GEI aumentaría aproximadamente a 660 g/kWh de electricidad. En comparación, la producción de electricidad a base de gas natural transportado grandes distancias por gasoducto (7 000 km) generaría unas emisiones de aproximadamente 470 g/kWh de electricidad. El carbón proveniente de Australia quemado en una nueva central eléctrica de turbina de vapor con una eficiencia del 46 % emite unos 850 g/kWh de electricidad.

**Cuadro 7: Emisiones de GEI procedentes del suministro de electricidad generada en TGCC con diversas fuentes de gas natural comparadas con las del suministro de electricidad procedente de carbón, en g de equivalente CO<sub>2</sub> por kWh de electricidad**

	TGCC (gas de esquisto y gas estático)		TGCC (gas de esquisto y gas estático, transportado por camión)		TGCC (gas de esquisto y gas estático, 30 % de CO <sub>2</sub> )		CCGT (gas natural transpo rtado, 7 000 km)	Central de vapor de carbón
Producción de gas natural/carb ón	113,5	144,6 <sup>(1)</sup>	113,5	144,6 <sup>(1)</sup>	274,1	309,1 <sup>(1)</sup>	24,1	31,1
Gas natural comprimido a 20 MPa	-	-	7,2	7,7	-	3,6	-	-
Gas natural transportad o por camión, 100 km	-	-	6,2	6,2	-	-	-	-
Transporte de gas natural/carb ón	-	-	-	-	-	-	94,0	47,7
Distribución de gas natural (gasoducto, 500 km)	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	-
Transporte de carbón (por tren, 250 km)	-	-	-	-	-	-	-	2,3
Combustión	344,3	344,3	344,3	344,3	344,3	344,3	344,3	772,8
<b>Total</b>	<b>461</b>	<b>493</b>	<b>475</b>	<b>506</b>	<b>622</b>	<b>661</b>	<b>466</b>	<b>854</b>

<sup>(1)</sup> El valor más alto representa las mayores emisiones específicas de metano debido a que el rendimiento de gas natural es inferior al indicado en [Howarth et al 2011]

La razón de las enormes emisiones de GEI del suministro y uso de gas de esquisto en los Estados Unidos (que son casi tan elevadas como las del suministro y uso de carbón) que citan [Horwarth et al 2011] y [Osborn et al 2011] es que el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural en los Estados Unidos generan emisiones extremadamente altas (del 1,4 % al 3,6 %, lo que añade entre 7,0 y 18,0 g de equivalente CO<sub>2</sub> por MJ a los 17,9 g/MJ que figuran en el Cuadro 6), sobre todo debido a la baja calidad del equipo utilizado en ese país. Por otra parte, el metano se fuga hacia las aguas subterráneas y la inclusión de las emisiones de metano procedentes de la evacuación de gases durante la perforación puede dar lugar a emisiones de GEI muy superiores a las indicadas más arriba.

En el caso del gas natural convencional, las pérdidas de metano en la UE son por lo general inferiores a las de los Estados Unidos debido al uso de mejores equipos (estanqueidad de los gasoductos, válvulas, etc.). En relación con los procesos específicos del gas no convencional, no se sabe si las emisiones de GEI de la UE son inferiores a las de los Estados Unidos ni en qué medida. El proceso de fracturación presenta el riesgo de liberar metano en el agua potable y, por ende, en la atmósfera (como ha sucedido en los Estados Unidos).

Según declaraciones de algunos expertos, el seguimiento de la cementación de la perforación es obligatorio en Alemania, lo que reduce el riesgo de que se produzcan pérdidas de metano y contaminación de aguas residuales con sustancias tóxicas. Por otra parte, para los proyectos de Renania del Norte-Westfalia, en Alemania, se prevén sistemas cerrados en lugar de balsas abiertas para el reflujó. Por consiguiente, la variante «quema del 50 %, evacuación del 50%» que aparece en [Horwarth et al 2011] y seleccionada para las emisiones de GEI del Cuadro 6 podría ser realista para Europa.

### 3.1.3. Cuestiones pendientes

Cabe señalar que existe una gran incertidumbre respecto a los datos sobre las emisiones de la producción de gas de esquisto y gas estático debido a la falta de datos fiables. Cada pozo es diferente y los mejores (de los que procede la mayoría de los datos) se explotan en primer lugar. De este modo, los datos publicados suelen sobreestimar la cantidad media de metano que puede recuperarse de un pozo.

La evaluación de la cantidad de metano procedente del proceso de fracturación que se introduce en el agua y, por ende, en la atmósfera sigue siendo una cuestión pendiente.

## 3.2. Petróleo estático

La diferencia entre la producción de petróleo convencional y la de petróleo estático no siempre se define con precisión, pues la transición de la producción convencional a la de petróleo estático es gradual. Por ejemplo, existen yacimientos de petróleo crudo convencional en los que se utiliza fracturación hidráulica para aumentar la recuperación de petróleo. Puesto que para la producción de petróleo estático se utiliza fracturación hidráulica, las emisiones de metano procedentes del reflujó pueden producirse de la misma manera que en el caso del gas de esquisto y el gas estático. No existen datos publicados sobre las emisiones de metano procedentes de la producción de petróleo estáticos.

### 3.2.1. Experiencias en Europa

La producción de petróleo estático no debe confundirse con la producción de petróleo de esquisto. En Estonia, el petróleo de esquisto se extrae desde 1921 (a través de pozos abiertos, así como de minas subterráneas). El petróleo de esquisto se extrae por medio del proceso denominado «destilación in situ», que en realidad es un proceso de pirólisis que genera petróleo y gas de esquisto. En cambio, el petróleo estático se produce mediante perforación y aplicación de fracturación hidráulica.

En la cuenca parisina de Francia se han extraído cinco millones de barriles de 2 000 pozos, lo que equivale a 2 500 barriles de petróleo por pozo. [Anderson 2011]. Este petróleo se ha extraído de forma convencional, sin el uso de fracturación hidráulica. Sobre la base del poder calorífico inferior del petróleo crudo extraído, 2 500 barriles de petróleo por pozo a lo largo de toda su vida útil tienen aproximadamente el mismo contenido energético que medio millón de Nm<sup>3</sup> de gas natural.

Si consideramos que la cuenca parisina es típica de la extracción de petróleo estático, la cantidad de energía que podría extraerse de cada pozo es muy inferior a la del gas de esquisto (0,4 millones de Nm<sup>3</sup>, en lugar de 35 millones de Nm<sup>3</sup> por pozo en el caso del yacimiento de Barnett en Texas). Si estos pozos fueran típicos de la extracción de petróleo estática, las emisiones totales de GEI procedentes de la perforación y fracturación hidráulica serían superiores a las de la extracción de petróleo convencional y también a las de la producción de gas de esquisto y gas estático.

## 4. MARCO NORMATIVO DE LA UE

### PRINCIPALES CONCLUSIONES

- No existe una directiva (marco) de la UE que regule las actividades mineras.
- No se ha llevado a cabo aún un análisis público, amplio y detallado del marco normativo relativo a la extracción de gas de esquisto y petróleo estático.
- El actual marco normativo de la UE sobre fracturación hidráulica presenta una serie de lagunas. Y lo que es más importante, el umbral para las evaluaciones de impacto ambiental que deben realizarse respecto a las actividades de fracturación hidráulica en la extracción de gas natural o petróleo estático se ha fijado muy por encima de cualquier posible actividad industrial de este tipo, por lo que debería reducirse considerablemente. Aparte de ello, habría que revisar el ámbito de aplicación de la Directiva marco sobre el agua.
- Es necesario efectuar un análisis detallado y completo de las obligaciones de declaración de los materiales peligrosos utilizados en la fracturación hidráulica.
- En el marco de un análisis de ciclo de vida, un análisis exhaustivo de costes y beneficios podría constituir una herramienta para evaluar los beneficios en general para cada Estado miembro y sus ciudadanos.

El objetivo de este capítulo es presentar una sinopsis del marco normativo vigente de la UE en materia de:

- extracción de gas de esquisto, gas estático y petróleo estático, y
- si contempla disposiciones adecuadas para evitar los posibles riesgos específicos para el medio ambiente y la salud humana derivados de estas actividades.

En el apartado 4.1 se presentan las cuatro Directivas europeas que regulan concretamente las actividades mineras. En el apartado 4.2 se presenta primero una sinopsis de otras diez Directivas pertinentes para las actividades menores que se mencionan en la bibliografía actual. La segunda parte de este capítulo (apartado 7) se centra en las aproximadamente cuarenta Directivas relacionadas con los riesgos específicos de la extracción de gas de esquisto y petróleo estático. Por último se identifican nueve lagunas importantes de la legislación vigente de la UE. Estas se refieren a posibles riesgos específicos para el medio ambiente, el agua y la salud humana relacionados con la fracturación hidráulica. Algunas de ellas reflejan los problemas experimentados en los Estados Unidos, mientras que otras son objeto de debate actualmente en los Estados miembros de la UE.

### 4.1. Directivas específicas aplicables a las industrias extractivas

El objetivo de la legislación en materia de minería es establecer un marco legal para facilitar que el sector prospere y ofrezca un suministro de energía seguro, así como obtener una protección suficiente de la salud, la seguridad y el medio ambiente.

No existe un marco legal exhaustivo para la minería a nivel de la UE. [Safak 2006]. Actualmente, la legislación en materia de minería es en gran parte competencia de los Estados miembros y en la mayoría de ellos esta legislación tiene un carácter histórico y no siempre refleja las necesidades actuales. [Tiess 2011].

La Dirección General de Empresa e Industria de la Comisión Europea cuenta con un sector denominado «Metales, Minerales y Materias Primas» que señala en su sitio web que solo existen tres Directivas elaboradas específicamente para las industrias extractivas [EC 2010 MMM]. En el Cuadro 8, estas tres Directivas se complementan con una cuarta Directiva, que añade [Kullmann 2006].

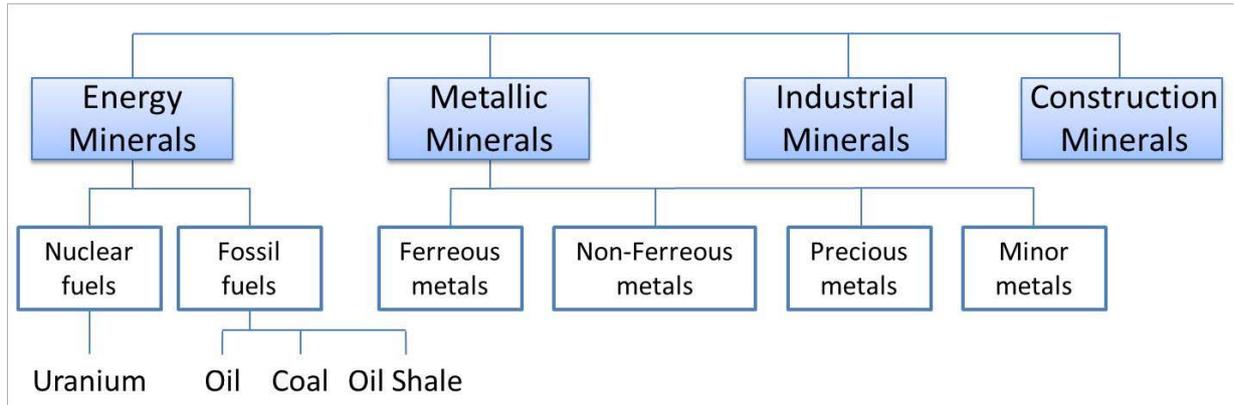
**Cuadro 8: Directivas de la UE elaboradas específicamente para las industrias extractivas**

Directiva	Directivas sobre minería
2006/21/CE	Directiva sobre la gestión de los residuos de industrias extractivas <b>Directiva sobre residuos de la minería</b>
1992/104/CEE	Directiva relativa a las disposiciones mínimas destinadas a mejorar la protección en materia de seguridad y de salud de los trabajadores de las industrias extractivas a cielo abierto o subterráneas (duodécima Directiva específica con arreglo al apartado 1 del artículo 16 de la Directiva 89/391/CEE)
1992/91/CEE	Directiva relativa a las disposiciones mínimas destinadas a mejorar la protección en materia de seguridad y de salud de los trabajadores de las industrias extractivas por sondeos (undécima Directiva específica con arreglo al apartado 1 del artículo 16 de la Directiva 89/391/CEE)
1994/22/CE	Directiva sobre las condiciones para la concesión y el ejercicio de las autorizaciones de prospección, exploración y producción de hidrocarburos

**Fuente:** [EC 2010, Kullmann 2006]

Un producto secundario de la fracturación hidráulica es una gran cantidad de agua contaminada con agentes carcinógenos, biocidas, radón radiactivo y otras sustancias químicas peligrosas (véase el capítulo 2.6). La Directiva sobre residuos de la minería es fundamental para manipular en condiciones de seguridad la acumulación de esta mezcla. En la fracturación hidráulica, al igual que cualquier actividad importante de perforación, se requiere maquinaria que es operada por trabajadores. Los aspectos legales en materia de seguridad y protección de la salud de los trabajadores específicamente en el sector de la minería se definen en otras dos Directivas, que se enumeran en el Cuadro 8. La cuarta Directiva específica para la minería regula la soberanía de los Estados miembros para conceder licencias de prospección de hidrocarburos.

Aparte de estas Directivas, existen diversos actos que clarifican en particular el entorno de competencia, por ejemplo, la apertura de los mercados nacionales de los Estados miembros. Un ejemplo es la Declaración sobre la reestructuración del mercado de pizarra bituminosa en Estonia: 12003T/AFI/DCL/08. Puesto que el propósito de este estudio es el marco legal relativo a los posibles riesgos para el medio ambiente y la salud, aquí no abordaremos con mayor detalle la regulación de los mercados.

**Gráfico 6: Estructura de las industrias extractivas**

Fuente: [Papoulias 2006]

Desde una perspectiva legal, la industria extractiva que se muestra en el Gráfico 6 comprende dos categorías:

- las industrias extractivas no energéticas (IENE) que explotan minerales metálicos, industriales y para la construcción, y
- las industrias que explotan minerales energéticos (que incluyen al gas de esquisto y el petróleo estático).

Es habitual que la legislación y los trabajos de la Comisión Europea se centren expresamente en las IENE y, por consiguiente, no incluyan la explotación de gas natural [EC NEEI].

#### 4.2. Directivas no específicas (tema principal: medio ambiente y salud humana)

Existe un gran número de Directivas y Reglamentos no específicos para la minería que afectan a las industrias extractivas. Este apartado se centra en los actos legislativos relativos al medio ambiente y la salud humana. En el apartado 4.2.1, el resultado de una reseña bibliográfica arroja las siete a doce Directivas más importantes y una referencia a una amplia y bien estructurada base de datos con cientos de actos legislativos de la UE. Hasta ahora no existe una fuente bibliográfica sobre el marco normativo de la UE que coincida con el objetivo de este estudio, por lo que la colección que se presenta en el apartado 4.2.2 es resultado de una investigación dedicada al presente estudio. Se han identificado unas 40 Directivas que contemplan aspectos de seguridad relacionados con la fracturación hidráulica.

##### 4.2.1. Riesgos generales de la minería regulados por Directivas de la UE

Como se indica en el capítulo 4.1, únicamente cuatro Directivas de la UE han sido diseñadas a la medida de las necesidades de las industrias extractivas. No obstante, existen otros actos legislativos, en particular en los ámbitos del medio ambiente y la salud y la seguridad que también hacen referencia a cuestiones relacionadas con la minería [Safak 2006].

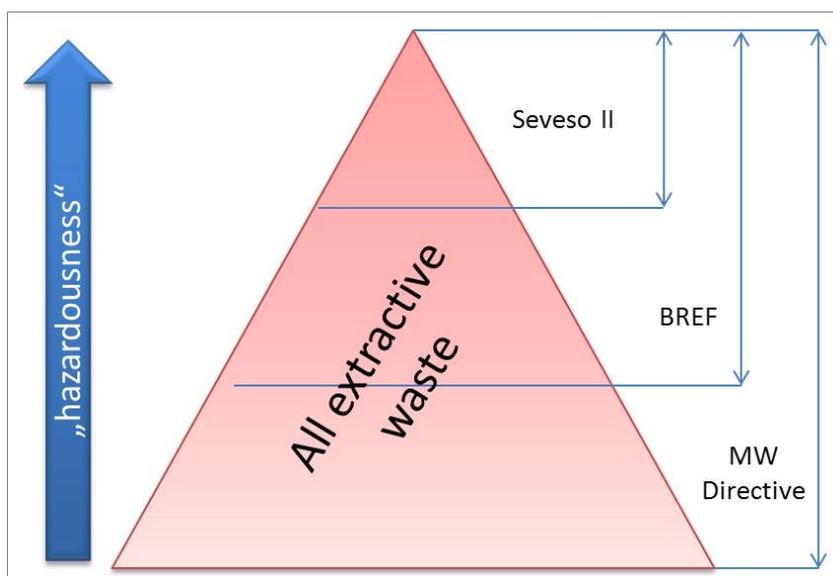
En el Cuadro 9 se presenta una primera impresión del gran número de actos legislativos de carácter general de diversos ámbitos.

**Cuadro 9: Legislación más importante para las industrias extractivas**

Legislación más importante para las industrias extractivas	
Directiva sobre residuos de la minería	Red Natura 2000
Calidad del aire ambiente	Directiva sobre las aguas subterráneas
Nota sobre mejores tecnologías disponibles (BREF)	Directivas sobre hábitats y aves
Seveso II	Estrategia para el aire ambiente
Directiva sobre la evaluación de impacto ambiental	Directiva marco sobre el agua
REACH	Responsabilidad medioambiental

Un aspecto importante es que las Directivas específicas de la minería no son necesariamente las más estrictas. Debido a graves incidentes ocurridos en el pasado, existe una legislación más severa en particular para las sustancias químicas peligrosas. En el Gráfico 7 se ilustra que la Directiva sobre residuos de la minería tiene un ámbito de aplicación mucho más amplio que, por ejemplo, la Directiva Seveso II<sup>7</sup> [Papoulias 2006].

**Gráfico 7: Directivas más importantes de la UE aplicables a los residuos de las industrias extractivas**



Fuente: [Papoulias 2006]

<sup>7</sup> La Directiva Seveso II es actualmente objeto de revisión.

La bibliografía mas reciente enumera los siguientes números de actos legislativos que son importantes para la minería:

- 7 actos [EC 2010 Grantham and Schuetz 2010],
- 9 actos [Weber 2006],
- Hasta 18 actos [Hejny 2006],
- 12 actos [Kullmann 2006].

Al otro extremo encontramos una fascinante colección general de toda la legislación medioambiental de la UE clasificada por temas [UWS GmbH]. Tan solo en la legislación de la UE sobre residuos se enumeran 36 Directivas, Reglamentos, Recomendaciones y actos similares. En total, esta colección probablemente incluye cientos de documentos que son importantes para aspectos medioambientales.

Para evaluar el marco normativo vigente de la UE aplicable a la fracturación hidráulica, las listas que incluyen hasta doce Directivas no son exhaustivas, mientras que la colección de cientos de documentos normativos resulta demasiado enciclopédica. No obstante, algunas de estas listas han sido elaboradas especialmente para presentar una sinopsis del marco normativo de la UE aplicable a la explotación del gas de esquisto, por ejemplo, [Schuetz 2010] enumera las siguientes siete Directivas:

1. Directiva marco sobre el agua
2. Directiva sobre las aguas subterráneas
3. REACH
4. Red Natura2000
5. EIM
6. Directiva marco sobre residuos
7. Directiva sobre el ruido

#### 4.2.2. Riesgos específicos de la extracción de gas de esquisto y petróleo estático contemplados en las Directivas de la UE

Algunos de los posibles peligros derivados de la explotación de gas de esquisto, gas estático y petróleo estático son, en principio, los mismos que los derivados de las fuentes de energía convencionales. Por consiguiente, la legislación vigente contempla de forma suficiente numerosos riesgos. Sin embargo, la explotación de gas no convencional está asociada a riesgos no convencionales. Es posible que estos riesgos no estén regulados suficientemente y se deban a:

- la enorme cantidad de sustancias químicas que se utilizan durante el proceso de fracturación hidráulica,
- la selección de sustancias químicas, incluidas sustancias tóxicas, carcinógenas y mutágenas, y de sustancias nocivas para el medio ambiente que se emplean como aditivos para los fluidos de fracturación (por ejemplo, biocidas),
- la cantidad de agua de reflujos contaminada con sustancias radiactivas, como radón y uranio, y otros materiales del subsuelo (por ejemplo, metales pesados),
- el gran número de sitios de perforación,
- las infraestructuras, por ejemplo, la red de tuberías de recolección,
- la gran cantidad de agua que se utiliza para el fluido de fracturación, y
- las grandes cantidades de metano que pueden emitirse durante la finalización del pozo.

Para más información sobre los riesgos concretos, véase el capítulo 2. El siguiente compendio de las 36 Directivas de la UE más importantes constituye un fundamento único para realizar una investigación más detallada.

Las Directivas se clasifican por su importancia en cada cuadro. No todas estas Directivas están necesariamente en vigor en este momento, debido a los posibles retrasos para su (correcta) transposición a la legislación nacional. Los primeros estudios sobre las sustancias químicas utilizadas en la fracturación hidráulica en los Estados Unidos [Waxman 2011] constituyen un buen fundamento para estudiar la adecuación de la legislación de la UE respecto a estas sustancias.

El principal motivo de preocupación derivado de la fracturación hidráulica son por lo general sus posibles efectos en la calidad del agua. Los aspectos críticos son (véase el capítulo 2.4.2):

- El proceso ordinario de fracturación: en el subsuelo permanecen sustancias químicas que podrían llegar a los acuíferos.
- Accidentes durante la fracturación hidráulica: las grietas en el equipo instalado permiten el acceso a las aguas subterráneas y de superficie.
- Se consumen enormes cantidades de agua dulce, dependiendo del número de pozos (véase el Cuadro 2).

En el Cuadro 10 se enumeran las seis Directivas más importantes sobre el agua que son aplicables a las actividades de fracturación hidráulica o probablemente deberían serlo. Estas deberían evaluarse para realizar análisis más detallados.

**Cuadro 10: Directivas de la UE sobre el agua**

	Directiva	Título
1.	2000/60/CE	Directiva por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas ( <b>Directiva marco sobre el agua</b> )
2.	1980/68/CEE	Directiva relativa a la protección de las aguas subterráneas contra la contaminación causada por determinadas sustancias peligrosas (derogada por la Directiva 2000/60/CE con efectos a partir del 22 de diciembre de 2013)
3.	2006/118/CE	Directiva relativa a la protección de las aguas subterráneas contra la contaminación y el deterioro
4.	1986/280/CEE	Directiva del Consejo relativa a los valores límite y los objetivos de calidad para los residuos de determinadas sustancias peligrosas comprendidas en la lista I del Anexo de la Directiva 76/464/CEE
5.	2006/11/CE	Directiva relativa a la contaminación causada por determinadas sustancias peligrosas vertidas en el medio acuático de la Comunidad (Versión codificada)
6.	1998/83/CE	Directiva relativa a la calidad de las aguas destinadas al consumo humano

El riesgo de contaminar el agua está relacionado inseparablemente con el riesgo de contaminar el medio ambiente. Estos riesgos forman un subconjunto de los riesgos medioambientales totales, que se pueden dividir en los siguientes ámbitos:

- Emisiones al suelo
  - contaminación de agua potable y aguas subterráneas
  - contaminación de tierras
- Emisiones al aire
  - Gases de escape
  - Ruido
  - Sustancias químicas
- Accidentes fuera de los centros de operación
  - Transporte por carretera
  - Depósito de residuos en vertederos

Esta lista se centra en las influencias sobre el medio ambiente en condiciones normales de operación. Huelga decir que en todos estos ámbitos también existe el riesgo de accidentes. En el Cuadro 11 se presentan las nueve Directivas más importantes que regulan las influencias en condiciones normales y accidentes.

**Cuadro 11: Directivas importantes de la UE sobre protección del medio ambiente**

	Directiva	Título
7.	2010/75/UE	Directiva sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación) <b>Directiva IPPC</b>
8.	2008/1/CE	Directiva relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación (Versión codificada)
-	Decisión 2000/479/CE	Decisión relativa a la realización de un inventario europeo de emisiones contaminantes (EPER) con arreglo al artículo 15 de la Directiva 96/61/CE del Consejo relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación (IPPC) Anexo A1: Lista de los contaminantes que deben notificarse si se superan los valores límite umbrales
9.	1985/337/CEE	Directiva relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente <b>Directiva sobre la evaluación de impacto ambiental</b>
10.	2003/35/CE	Directiva por la que se establecen medidas para la participación del público en la elaboración de determinados planes y programas relacionados con el medio ambiente y por la que se modifican, en lo que se refiere a la participación del público y el acceso a la justicia, las Directivas 85/337/CEE y 96/61/CE del Consejo
11.	2001/42/CE	Directiva relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente <b>Evaluación estratégica del medio ambiente (EEMA)</b>
12.	2004/35/CE	Directiva sobre responsabilidad medioambiental en relación con la prevención y reparación de daños medioambientales
13.	1992/43/CEE	Directiva relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres <b>Red Natura 2000</b>
14.	1979/409/CEE	Directiva relativa a la conservación de las aves silvestres
15.	1996/62/CE	Directiva sobre evaluación y gestión de la calidad del aire ambiente

La fracturación hidráulica siempre va acompañada del uso de maquinaria pesada (véase el capítulo 0) y sustancias químicas peligrosas. Es necesario proteger a los ciudadanos, así como a los trabajos que manipulan estos materiales y operan esta maquinaria día a día. Existen Directivas de la UE muy amplias en materia de seguridad en el trabajo. En el Cuadro 12 se presenta una lista de nueve importantes Directivas que protegen a los trabajadores, en particular en el sector minero que utiliza sustancias químicas peligrosas.

**Cuadro 12: Directivas importantes de la UE en materia de seguridad en el trabajo**

	Directiva	Título
16.	1989/391/CEE	Directiva relativa a la aplicación de medidas para promover la mejora de <b>la seguridad y de la salud de los trabajadores</b> en el trabajo
17.	1992/91/CEE	Directiva relativa a las disposiciones mínimas destinadas a mejorar la protección en materia de seguridad y de salud de los trabajadores de las industrias extractivas por sondeos
18.	1992/104/CEE	Directiva relativa a las disposiciones mínimas destinadas a mejorar la protección en materia de seguridad y de salud de los trabajadores de las industria extractivas a cielo abierto o subterráneas
19.	2004/37/CE	Directiva relativa a la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes carcinógenos o mutágenos durante el trabajo (Versión codificada)
20.	1991/322/CEE	Directiva relativa al establecimiento de valores límite de carácter indicativo, mediante la aplicación de la Directiva 80/1107/CEE del Consejo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes químicos, físicos y biológicos durante el trabajo
21.	1993/67/CEE	Directiva por la que se fijan los principios de evaluación del riesgo, para el ser humano y el medio ambiente, de las sustancias notificadas de acuerdo con la Directiva 67/548/CEE del Consejo
22.	1996/94/CE	Directiva relativa al establecimiento de una segunda lista de valores límite de carácter indicativo, mediante la aplicación de la Directiva 80/1107/CEE del Consejo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes químicos, físicos y biológicos durante el trabajo
23.	1980/1107/CEE	Directiva del Consejo sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes químicos, físicos y biológicos durante el trabajo
24.	2003/10/CE	Directiva sobre las disposiciones mínimas de seguridad y de salud relativas a la exposición de los trabajadores a los riesgos derivados de los agentes físicos (ruido)

La mayoría de las formaciones rocosas contienen «materiales radiactivos naturales» (N.O.R.M.). En la mayoría de los casos, el gas natural contiene radón radiactivo, que es un producto de la descomposición del uranio. La Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (International Association of Oil & Gas Producers - OGP) describe este efecto secundario negativo de la explotación de gas natural de la siguiente manera:

*«El radón es un gas radiactivo que está presente en distintas cantidades en el gas natural de las formaciones de petróleo y gas. En ausencia de gas natural, el radón se disuelve en la fase de hidrocarburo (ligero) y la fase acuosa. Cuando se produce con el petróleo y el gas, el radón sigue por lo general la corriente de gas. [...] La eliminación de residuos de NORM debe cumplir las normativas aplicables a la eliminación de residuos radiactivos». [OGP 2008].*

No sólo el gas natural contiene radón, sino también las enormes cantidades de agua de reflujos producidas tras la fracturación hidráulica. Existe una Directiva de Euratom que se centra concretamente en las normas de seguridad para los N.O.R.M.:

**Cuadro 13: Directiva aplicable a la protección contra la radiación**

	Directiva	Título
25.	1996/29/Euratom	Directiva por la que se establecen las normas básicas relativas a la protección sanitaria de los trabajadores y de la población contra los riesgos que resultan de las radiaciones ionizantes <b>Directiva sobre los N.O.R.M.</b> (materiales radiactivos naturales)

Como ya se ha indicado en la sección 4.1, existe una Directiva sobre residuos especialmente adaptada a las industrias extractivas. Otras varias Directivas y, en particular, varias Decisiones que definen los valores límites son aplicables en este ámbito (para más información sobre cuestiones relacionadas con los residuos, véase el capítulo 2). Estas cuatro Directivas y cuatro Decisiones se enumeran en el Cuadro 14. En el sitio web de la Comisión Europea sobre residuos de la minería pueden encontrarse otros actos legislativos sobre estos residuos, que incluyen aspectos de garantía. [EC 2011 MW].

**Cuadro 14: Directivas de la UE aplicables a los residuos**

	Directiva	Título
26.	2006/21/CE	Directiva sobre la gestión de los residuos de industrias extractivas y por la que se modifica la Directiva 2004/35/CE <b>Directiva sobre residuos de la minería</b>
-	Decisión 2009/359/CE de la Comisión	Decisión de la Comisión por la que se completa la definición de residuos inertes en aplicación del artículo 22, apartado 1, letra f), de la Directiva 2006/21/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la gestión de los residuos de industrias extractivas
27.	2006/12/CE	Directiva relativa a los residuos <b>Directiva marco sobre residuos</b>
28.	1999/31/CE	Directiva relativa al vertido de residuos
-	Decisión 2000/532/CE de la Comisión	Decisión por la que se establece una lista de residuos de conformidad con diversas Directivas (y sustituye a la Decisión 94/3/CE)
-	Decisión 2009/360/CE de la Comisión	Decisión por la que se completan los requisitos técnicos para la caracterización de los residuos establecidos en la Directiva 2006/21/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la gestión de los residuos de industrias extractivas
-	Decisión 2009/337/CE de la Comisión	Decisión relativa a la definición de los criterios de clasificación aplicables a las instalaciones de residuos con arreglo al anexo III de la Directiva 2006/21/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la gestión de los residuos de industrias extractivas
29.	Decisión 2002/1600/CE	Decisión por la que se establece el Sexto Programa de Acción Comunitario en Materia de Medio Ambiente (Artículo 6, apartado, 2, letra b), segundo inciso: «...desarrollar nuevas medidas que contribuyan a prevenir los principales riesgos de accidente, en particular los asociados a sistemas de canalización, minería y transporte marítimo de sustancias peligrosas, así como desarrollar medidas en relación con los residuos mineros...»)

En abril de 2011 se publicó el primer estudio exhaustivo sobre «Sustancias químicas utilizadas en la fracturación hidráulica» en los Estados Unidos. Uno de sus resultados es la cantidad y calidad de las sustancias químicas utilizadas:

*«Entre 2005 y 2009, las 14 empresas de servicio de petróleo y gas utilizaron más de 2 500 productos de fracturación hidráulica que contenían 750 sustancias químicas y otros componentes. En total, estas empresas utilizaron 780 millones de galones de productos de fracturación hidráulica —sin incluir el agua que se añade en el pozo— entre 2005 y 2009».* [Waxman 2011].

Entre estas 750 sustancias químicas se encuentran varios contaminantes atmosféricos peligrosos y agentes carcinógenos humanos utilizados en grandes cantidades. En el Cuadro 15 se enumeran las ocho Directivas europeas más importantes en materia de uso de sustancias químicas, que incluyen legislación para la prevención de accidentes.

#### **Cuadro 15: Directivas de la UE sobre sustancias químicas y accidentes asociados a estas**

	<b>Directiva</b>	<b>Título</b>
30.	Reglamento 1907/2006	Reglamento relativo al registro, la evaluación, la autorización y la restricción de las sustancias y preparados químicos (REACH), por el que se crea la Agencia Europea de Sustancias y Preparados Químicos
-	ECE/TRANS/215 <sup>B</sup>	Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (CEPE): Acuerdo europeo sobre transporte internacional de mercancías peligrosas por carretera. ADR aplicable a partir del 1 de enero de 2011.
31.	1996/82/CE	Directiva relativa al control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas <b>Directiva Seveso II</b>
32.	2003/105/CE	Directiva por la que se modifica la Directiva 96/82/CE del Consejo relativa al control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas [Las ampliaciones más importantes del ámbito de aplicación de dicha Directiva son la inclusión de los riesgos derivados de las actividades de almacenamiento y procesamiento en la minería, de las sustancias pirotécnicas y explosivas, y del almacenamiento de nitrato de amonio y fertilizantes a base de nitrato de amonio.]
33.	1991/689/CEE	Directiva relativa a los residuos peligrosos
34.	1967/548/CEE	Directiva relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas en materia de clasificación, embalaje y etiquetado de las sustancias peligrosas
35.	1999/45/CE	Directiva sobre la aproximación de las disposiciones reglamentarias y administrativas de los Estados miembros relativas a la clasificación, el envasado y el etiquetado de preparados peligrosos
36.	1998/8/CE	Directiva relativa a la comercialización de biocidas

<sup>B</sup> Todos los Estados miembros de la Unión Europea también son miembros de la CEPE (Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa). El ADR se incluye en esta lista, ya que tiene una gran importancia en este contexto.

### 4.3. Lagunas y cuestiones pendientes

El gran número de perspectivas legales que afectan a los proyectos mineros ya indica que la legislación vigente no es necesariamente la adecuada para las necesidades concretas de las industrias extractivas. En particular, la prospección y explotación del gas de esquisto y el petróleo estático plantean nuevos retos.

#### Primera laguna – Seguridad de las inversiones de las industrias extractivas

Actualmente, las industrias extractivas se enfrentan a problemas derivados de una legislación insuficiente, como lo expuso Tomas Chmal, socio de White & Case, en la conferencia titulada *El gas de esquisto en Europa Oriental en 2011*, celebrada en Varsovia, Polonia:

*«Polonia es tradicionalmente un país productor de gas, pero la Ley de geología y minería no aborda en absoluto la fracturación hidráulica o la perforación horizontal. La nueva ley que se debate actualmente tampoco incluye estos temas».* [NGE 2011].

Como se menciona al principio del capítulo 4.1, las legislaciones nacionales a menudo se basan en necesidades de carácter histórico y no existe una Directiva marco europea en materia de minería. Como muestra la cita anterior, este hecho presenta un problema. Así pues, nuevos estudios deberían evaluar la necesidad y el posible ámbito de aplicación de una Directiva marco sobre la minería.

#### Segunda laguna – La protección del medio ambiente y la salud humana

La Directiva 97/11/CE por la que se enmienda el anexo I de la Directiva sobre la evaluación de impacto medioambiental, establece que debe realizarse una evaluación de impacto medioambiental de los pozos que tengan una extracción diaria de gas natural superior a 500 000 m<sup>3</sup>. [EIA cod]<sup>9</sup>. La explotación de gas de esquisto no alcanza ni con mucho este límite, de modo que no se llevan a cabo EIM [Teßmer 2011]. Puesto que la Directiva sobre la evaluación de impacto medioambiental se está revisando actualmente, los proyectos que prevén fracturación hidráulica deberían añadirse al anexo I, independientemente de un umbral de producción o habría que reducir dicho umbral (por ejemplo, a un volumen diario de extracción inicial de 5 000 o 10 000 m<sup>3</sup>) a fin de colmar esta laguna.

#### Tercera laguna – Declaración de materiales peligrosos

Un primer estudio realizado en los Estados Unidos presenta una lista casi exhaustiva de los productos químicos utilizados en la fracturación hidráulica. [Waxman 2011]. Las experiencias obtenidas en los Estados Unidos muestran que las propias empresas de extracción no saben necesariamente que sustancias químicas utilizan realmente. La industria química ofrece una variedad de aditivos pero no declara en todos los casos sus ingredientes de forma suficiente debido a presuntos secretos comerciales. Habría que evaluar a este respecto la legislación vigente sobre la obligación de declaración y los valores límites permitidos correspondientes a los productos químicos para la fracturación.

---

<sup>9</sup> Se trata de una versión oficiosa no codificada de la Directiva sobre la evaluación de impacto medioambiental presentada por la Unión Europea.

Este tema es importante al menos para las siguientes tres Directivas y posiblemente también para otras:

- REACH: En 2012, la Comisión deberá llevar a cabo una evaluación del Reglamento REACH, lo que le dará la oportunidad de adaptar la legislación actual.
- Calidad del agua: Los mismos aspectos son importantes para la Directiva 98/83/CE sobre la calidad del agua destinada al consumo humano. Existe una iniciativa para trabajar en esta Directiva en 2011.
- La Directiva Seveso II se está revisando actualmente. Habría que considerar revisar la Directiva en vista de los nuevos riesgos específicos derivados de la fracturación hidráulica y exigir una declaración detallada de las sustancias que podrían verse implicadas en accidentes.

#### **Cuarta laguna – Aprobación de las sustancias químicas que permanecen en el suelo**

Al finalizar la fracturación hidráulica, una mezcla de materiales peligrosos permanece en el suelo. La forma en que estas sustancias químicas se distribuyen a lo largo del tiempo y del espacio no puede controlarse ni preverse. [Teßmer 2011] propone que para introducir sustancias químicas que permanezcan parcialmente en el suelo se requiera una autorización que tenga en cuenta sus posibles efectos a largo plazo.

#### **Quinta laguna – Inexistencia por el momento de una BREF (Referencia de mejores técnicas disponibles) para la fracturación hidráulica**

La Oficina Europea de Prevención y Control integrados de la Contaminación publica documentos de referencia sobre las mejores técnicas disponibles (MTD). «Por lo general, cada documento ofrece información sobre un determinado sector industrial o agrícola de la UE, las técnicas y procesos usados en dicho sector, los niveles actuales de emisión y consumo, las técnicas que deben tenerse en cuenta a la hora de determinar las MDT, las mejores técnicas disponibles y las nuevas técnicas». [EC BREF]. Las autoridades legislativas nacionales e internacionales pueden referirse a estos documentos e incorporarlos en su normativa. Actualmente no existe un documento de este tipo sobre fracturación hidráulica. Debido a los riesgos que la fracturación hidráulica supone para el medio ambiente y la salud humana, sería conveniente examinar si no habría que definir obligaciones armonizadas para este complejo proceso en una BREF sobre fracturación hidráulica.

#### **Sexta laguna – Capacidad de las instalaciones de tratamiento de agua**

En los Estados Unidos se registraron problemas con la capacidad de tratamiento de agua de las depuradoras que vertían agua a los ríos. En octubre de 2008, la cantidad de sólidos disueltos en el río Monongahela superó los niveles de las normas de calidad y por ello se redujo el volumen de aguas residuales procedentes de la perforación de pozos de gas que tenían permitido recibir del 20 % al 1 % de su caudal diario. [NYC Riverkeeper].

Habría que exigir, por precaución, un examen previo de la capacidad de las instalaciones de tratamiento de aguas residuales.<sup>10</sup>

---

<sup>10</sup> La Directiva sobre la gestión de los residuos de industrias extractivas se adaptará, ya que se modificarán las normas relativas a la cobertura de los seguros.

### **Séptima laguna – Participación del público en los procesos decisorios a nivel regional**

Por lo general, los ciudadanos suelen reclamar mayores derechos de participación en los procesos decisorios sobre proyectos industriales que afectan al medio ambiente y pueden afectar a la salud humana. Uno de los principales cambios propuestos en el marco de la revisión de la Directiva Seveso II es:

*«Reforzar las disposiciones relativas al acceso del público a la información sobre seguridad, a la participación en los procesos decisorios y al acceso a la justicia, así como mejorar la forma en que se recoge, gestiona, facilita y comparte la información» [EC 2011 S]*

En algunos proyectos industriales, como la explotación de gas de esquisto o petróleo estático, que pueden tener consecuencias importantes para el medio ambiente y la población, debería ser obligatoria la consulta pública como parte del procedimiento de autorización.

### **Octava laguna – Eficacia legal de la Directiva marco sobre el agua y la legislación conexas**

La Directiva marco sobre el agua entró en vigor en 2000. Como la fracturación hidráulica no era un tema destacado en ese momento, no se tuvo en cuenta, como tampoco sus riesgos. La lista de sustancias prioritarias se revisa cada cuatro años y la próxima vez será en 2011. Habría que examinar la capacidad de la Directiva para proteger de forma eficaz el agua contra accidentes y las operaciones ordinarias que acompañan la fracturación hidráulica.

### **Novena laguna – Obligatoriedad del análisis de ciclo de vida**

La Comisión Europea promueve activamente los análisis de ciclo de vida y señala en su sitio web dedicado a este tema:

*«La principal finalidad de la idea del ciclo de vida es evitar la transferencia de cargas. Esto implica minimizar los efectos en una fase del ciclo de vida, en una región geográfica o en una categoría de efectos determinada, y contribuir al mismo tiempo a evitar que aumenten en otras». [EC LA].*

Esto puede aplicarse en particular a la fracturación hidráulica, en la que se producen graves efectos en regiones geográficas determinadas, sobre todo debido al número de pozos por km<sup>2</sup> y a la infraestructura necesaria. Habría que considerar la posibilidad de hacer obligatorio un análisis de costes y beneficios basado en un amplio análisis de ciclo de vida (que incluya las emisiones de gases de efecto invernadero y el consumo de recursos) de cada proyecto a fin de demostrar los beneficios generales para la sociedad.

## 5. DISPONIBILIDAD Y PAPEL EN UNA ECONOMÍA HIPOCARBÓNICA

### PRINCIPALES CONCLUSIONES

- Muchos países europeos tienen recursos de esquisto, pero solo una pequeña parte del gas existente puede convertirse en reservas y finalmente ser explotado.
- Los esquistos de gas se extienden sobre grandes superficies con un bajo contenido específico de gas. Por consiguiente, la tasa de extracción por pozo es muy inferior a la de la extracción de gas natural convencional. La explotación del gas de esquisto requiere un gran número de pozos, que tienen repercusiones en el paisaje, el consumo de agua y el medio ambiente en general.
- La producción de los pozos de gas de esquisto se reduce hasta en un 85 % en el primer año. El perfil típico de producción regional aumenta rápidamente, pero muy pronto se ralentiza. Tras varios años, todos los nuevos pozos se utilizan para compensar la reducción de la producción de los pozos más antiguos. Tan pronto como cesa la explotación de nuevos pozos, la producción total comienza inmediatamente a descender.
- Incluso una explotación agresiva de los yacimientos de gas de esquisto en Europa solo podría hacer una contribución inferior al 10 % al abastecimiento de gas del continente. No invertirá la tendencia continua de descenso de la producción interna e incremento de la dependencia de las importaciones. Su influencia sobre las emisiones europeas de gases de efecto invernadero seguirá siendo reducida, si no ya insignificante, o incluso podría resultar negativa si no se emprenden otros proyectos más prometedores debido a incentivos y mensajes erróneos.
- A nivel regional, el gas de esquisto puede desempeñar un papel más destacado, por ejemplo, en Polonia, que tiene grandes recursos de esquisto y una demanda de gas muy reducida (~ 14 bcm/año), de la cual, un 30 % ya se produce dentro del país.
- El yacimiento de petróleo de esquisto de la cuenca parisina también contiene grandes cantidades de petróleo estático. En esta formación se produce petróleo desde hace más de 50 años. Puesto que el volumen fácil de producir ya se ha consumido, la extracción requerirá en el futuro numerosos pozos horizontales (hasta seis o más pozos por km<sup>2</sup>) con fracturación hidráulica.

#### 5.1. Introducción

En este capítulo se evalúan los recursos potenciales de gas y petróleo de esquisto y de petróleo estático, y se describe el papel que podrían desempeñar en el sector europeo del gas. Puesto que se carece de experiencias con la explotación de gas de esquisto en Europa, estos enunciados para el futuro tienen, hasta cierto punto, carácter especulativo.

A fin de minimizar las incertidumbres, se describen y analizan las experiencias obtenidas en los Estados Unidos a fin de comprender las características típicas de las explotaciones de gas de esquisto. Sobre la base de esta experiencia se esboza un perfil hipotético de producción, que se ajusta a la situación europea. Aunque los datos cuantitativos pueden diferir, el comportamiento cualitativo podría ayudar a comprender mejor el papel que puede desempeñar el gas de esquisto.

En el primer subcapítulo se resume la evaluación de recursos más reciente de los depósitos de gas de esquisto europeos. Esta evaluación fue llevada a cabo por la Administración de Información Energética de los Estados Unidos [US-EIA 2011] e incluye la especificación de algunos de los principales parámetros de los yacimientos de esquisto de ese país. En este capítulo también se presenta un estudio de los depósitos de petróleo de esquistos en Europa y la producción histórica mundial de petróleo de esquisto con algunos vínculos con el petróleo estático, ya que a menudo ambos se encuentran mezclados. Se presenta igualmente una breve sinopsis de la explotación de petróleo estático en la cuenca parisina de Francia.

Puesto que es indispensable comprender los perfiles típicos de producción de los yacimientos de gas de esquisto, el análisis de las principales explotaciones de los Estados Unidos se resume en un subcapítulo por separado, que concluye con un modelo de una explotación hipotética de un yacimiento de esquisto que muestra las características típicas, con una rápida reducción de la producción de los distintos pozos. Este análisis se combina con un análisis más detallado de los yacimientos europeos de esquisto. Por último se sacan algunas conclusiones sobre el papel que puede desempeñar el gas de esquisto para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>.

## **5.2. Comparación del tamaño y ubicación de los depósitos de gas y petróleo de esquisto y de los depósitos convencionales**

### **5.2.1. Gas de esquisto**

#### *Evaluación de los recursos europeos de yacimientos de gas de esquisto*

Los activos de hidrocarburos se clasifican en recursos y reservas. Otra clasificación tiene en cuenta el grado de certeza geológica de la formación (especulativa, posible, indicada, inferida, medida, demostrada), así como aspectos tecnológicos y económicos. Una estimación de recursos tiene por lo general una calidad muy inferior a una estimación de reservas, ya que se basa en un análisis mucho más somero de los datos geológicos. Aunque no es obligatorio, los recursos generalmente se miden en términos de «gas presente», mientras que las reservas ya incluyen hipótesis sobre su recuperación en condiciones técnicas y económicas comunes. Normalmente de los yacimientos de gas convencional se extrae un 80 % del gas presente, aunque este porcentaje puede variar, en función de la complejidad geológica, del 20 % al 90 %. El porcentaje de extracción de los yacimientos de gas no convencional es mucho menor. Por ello, los recursos de gas de esquisto no deben confundirse con las reservas de gas. Las experiencias obtenidas indican que existe una probabilidad del 5 % al 30 % de que el gas presente evaluado pueda convertirse en reservas de gas recuperables en las próximas décadas.

En el Cuadro 16 se muestra la producción de gas convencional («Producción en 2009») y las reservas («Reservas demostradas de gas convencional»). Estas cifras se comparan con los recursos supuestos de gas de esquisto. Los datos sobre estos recursos provienen de una evaluación reciente realizada por la Agencia de Información Energética de los Estados Unidos. [US-EIA 2011]. Según la definición, las reservas demostradas de gas deben poder producirse con pozos ya existentes o proyectados en las actuales condiciones económicas y técnicas. Los recursos presentes de gas de esquisto son estimaciones que se basan en parámetros geológicos aproximados, como la extensión y grosor de la superficie, la porosidad y el gas por volumen, etc. Una parte de estos datos se verifican experimentalmente, pero en la mayoría de los casos son estimaciones aproximadas a gran escala. Estos datos correspondientes a los recursos de gas presentes aparecen en la cuarta columna («Gas de esquisto presente»).

Los recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables son aquellas cantidades que, de acuerdo con la estimación, pueden producirse con la tecnología existente si el yacimiento se explota de forma extensiva. Si se dividen los recursos supuestos de gas de esquisto técnicamente recuperable entre los recursos de gas presente se obtiene el factor de recuperación o rendimiento. Estos datos aparecen en la última columna («Factor de recuperación supuesto»). La US-EIA asume un factor de recuperación o rendimiento medio del 25 % entre el gas presente y los recursos técnicamente recuperables. Las unidades norteamericanas originales se han convertido a unidades internacionales normalizadas<sup>11</sup>.

**Cuadro 16: Evaluación de la producción de gas convencional comparada con los recursos de gas de esquisto (gas presente, así como recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables); GP = gas presente; mmm<sup>3</sup> (los datos originales se han convertido a m<sup>3</sup> a razón de 1000 Scf = 28,3 m<sup>3</sup>)**

País	Producción en 2009 (1) [mmm <sup>3</sup> ] 2009 (1) [mmm <sup>3</sup> ]	Reservas demostradas de gas convencional (1) [mmm <sup>3</sup> ]	Gas de esquisto presente (2) [mmm <sup>3</sup> ]	Recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables (2) [mmm <sup>3</sup> ]	Factor de recuperación supuesto (2)
Francia	0,85	5,7	20,376	5,094	25 %
Alemania (datos de 2010)	15,6 (13,6)	92,4 (81,5)	934	226	24,2 %
Países Bajos	73,3	1,390	1,868	481	25,7 %
Noruega	103,5	2,215	9,424	2,349	24,9 %
Reino Unido	59,6	256	2,745	566	20,6 %
Dinamarca	8,4	79	2,604	651	25 %
Suecia	0	0	4,641	1,160	25 %
Polonia	4,1	164	22,414	5,292	23,6 %
Lituania	0,85	0	481	113	23,5 %
<b>Total de la UE-27 y Noruega</b>	<b>266</b>	<b>4202</b>	<b>65,487</b>	<b>16,470</b>	<b>~25 %</b>

Fuente: (2) US-EIA (2011), (1) BP (2010)

Para valorar la importancia de estas estimaciones de recursos resulta útil el análisis de algunos grandes yacimientos de gas de esquisto de los Estados Unidos, ya que en Europa se tienen muy pocas experiencias con la explotación de este gas. Tan solo una parte determinada de los recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables se convertirá en reservas y se extraerá, ya que otras restricciones limitan el acceso a todo el yacimiento.

<sup>11</sup> En el anexo se recoge un cuadro en el que figuran los factores de conversión.

Por ejemplo, la geografía de la superficie, las zonas protegidas (por ejemplo, reservorios de agua potable, refugios de vida silvestre, parques nacionales) o simplemente la existencia de zonas densamente pobladas limitan el acceso a los yacimientos. Por esa razón a continuación se presenta una breve comparación con las experiencias obtenidas en los Estados Unidos a fin de comprender qué tan grandes son los recursos recuperables que podrían explotarse en última instancia. En ocasiones se puede aprender de las tendencias históricas y la extrapolación que se hace de ellas, incluso si las actividades no han finalizado aún. De acuerdo con las experiencias de los Estados Unidos, es muy probable que menos del 10 % del gas presente pueda explotarse finalmente en las próximas décadas.

*Evaluaciones de los recursos de importantes yacimientos de gas de esquisto en los Estados Unidos y algunos parámetros clave*

Los Estados Unidos tienen una larga experiencia que abarca más de 50 000 pozos durante más de 20 años. En el Cuadro 17 se muestran algunos parámetros clave de importantes yacimientos de gas de esquisto de los Estados Unidos. La superficie cubierta, la profundidad y grosor del yacimiento y el contenido de carbono total (COT) son dichos parámetros. El COT, junto con la porosidad de la roca, es un parámetro del contenido de gas del yacimiento. ALL consulting ha estimado el gas presente y los recursos recuperables en Europa a partir de estos datos, que, junto con la producción estimada por pozo, proceden de [ALL consulting 2008]. Estos datos se comparan con la evolución reciente, como la producción acumulada hasta 2011 y la producción por pozo en 2010.

La producción por pozo en 2010 (véase la última fila del Cuadro 17) se aproxima mucho a las previsiones para proyectos en Barnett Shale y Fayetteville Shale. El yacimiento de Antrim, explotado anteriormente, muestra una producción por pozo muy inferior, como se preveía, mientras que el yacimiento de Haynesville, explotado hace muy poco, todavía muestra una producción mayor. Estos aspectos se exponen con mayor detalle más adelante.

**Cuadro 17: Evaluación de importantes explotaciones de gas de esquisto en los Estados Unidos (los datos originales se han convertido a razón de 1000 Scf= 28,3 m<sup>3</sup> y 1 m = 3 pies)**

Cuenca del yacimiento de gas	Unidades	Antrim	Barnett	Fayetteville	Haynesville
Superficie estimada	km <sup>2</sup>	30 000	13 000	23 000	23 000
Profundidad	km	0,2-0,7	2,1-2,8	0,3-2,3	3,5-4,5
Grosor neto	m	4-25	30-200	7-70	70-100
COT	%	1-20	4,5	4-9,8	0,5-4
Porosidad total	%	9	4-5	2-8	8-9
Gas presente	Millones de m <sup>3</sup> /km <sup>2</sup>	70	720	65	880
Gas presente	Tm <sup>3</sup>	2,2	9,3	1,5	20,3
Recursos recuperables	Tm <sup>3</sup>	0,57	1,2	1,2	7,1
Rendimiento	%	26 %	13 %	80 %	35 %
Producción acumulada (enero de 2011)	Tm <sup>3</sup>	0,08	0,244	0,05	0,05
Producción estimada (2008)	Miles de m <sup>3</sup> /día/pozo	3,5-5,7	9,6	15	18-51
Producción real de gas en 2010	Miles de m <sup>3</sup> /día/pozo	~1	9,5	21,8	~90

**Fuente:** Arthur (2008)

La producción acumulada de estos yacimientos y sus tendencias históricas nos indican si resulta realista suponer que su extrapolación se aproximará o no a los recursos recuperables estimados. A primera vista, tras casi 30 años de explotación del yacimiento de Antrim, tan sólo se ha extraído un 14 % de los recursos recuperables, es decir, un 3,5 % del gas presente, a pesar de que el yacimiento alcanzó su producción máxima en 1998. Resulta obvio que solamente pueden esperarse aumentos marginales, ya que la producción ha descendido en los últimos diez años entre un 4 % y un 5 % anual. Incluso el yacimiento de Barnett alcanzó su producción máxima a principios de 2010 [Laherrere 2011], cuando se extrajo un 20 % de los recursos recuperables, es decir, el 2,5 % del gas presente. El yacimiento de Fayetteville parece haber alcanzado su producción máxima en diciembre de 2010 (véase el Gráfico 9), cuando se extrajo aproximadamente el 4 % de sus recursos recuperables, es decir, el 3 % del gas presente. Únicamente en el yacimiento de Haynesville, el último en ser explotado, sigue aumentando la producción después de dos años. Hasta ahora solo se ha extraído de este yacimiento el 0,1 % de los recursos recuperables, es decir, el 0,02 % del gas presente.

Estas consideraciones parecen indicar que del yacimiento de Antrim se extraerá menos del 5 % del gas presente, y aproximadamente entre un 5 % y un 6 % de Barnett Shale y Fayetteville Shale, respectivamente. Únicamente en el yacimiento de Haynesville podría registrarse un nuevo aumento de la producción, lo que podría hacer que la tasa de extracción se incrementara un poco, si bien es demasiado pronto para sacar conclusiones definitivas.

### 5.2.2. Petróleo de esquisto y petróleo estático

La historia geológica de los depósitos de gas de esquisto que se describe más arriba concuerda igualmente con los orígenes del petróleo de esquisto, con la diferencia de que los hidrocarburos de este último se encuentran en un estado prematuro de la formación del petróleo, denominado querógeno. Para transformar el querógeno en petróleo debe calentarse a una temperatura de 350° a 450° C. Los geólogos denominan a este intervalo de temperatura «ventana del petróleo». El estado de madurez de una roca madre determina la composición de la materia orgánica y el porcentaje de querógeno o incluso de petróleo crudo que se obtiene al final del proceso de calentamiento. Por consiguiente, cualquier depósito de petróleo de esquisto puede tener características individuales que influyen sobre sus propiedades de producción. En la mayoría de los casos, la falta de madurez del yacimiento requiere enormes esfuerzos energéticos, económicos y tecnológicos, que tienen los correspondientes efectos secundarios, para transformar el querógeno inmaduro en petróleo crudo mediante calentamiento.

Por lo general, los recursos de petróleo de esquisto son enormes a nivel mundial y probablemente superan a las reservas de petróleo convencional. En el Cuadro 18 se muestra una estimación de los recursos de Europa. El petróleo de esquisto se produce desde hace décadas y en algunos casos desde hace siglos. Pero debido a su bajo rendimiento, estos depósitos nunca han desempeñado un papel importante y su explotación se detuvo cuando se disponía de mejores alternativas. Por ello, estas estimaciones de recursos son tan solo una medida aproximada de su existencia. Actualmente, solamente Estonia produce petróleo de esquisto a razón de 350 000 toneladas por año. [WEC 2010].

**Cuadro 18: Estimaciones de los recursos de petróleo de esquisto en Europa (en millones de toneladas)**

País	Recursos presentes (WEC 2010) [Gb]	Recursos presentes (WEC 2010) [millones de toneladas]
Austria	0,008	1
Bulgaria	0,125	18
Estonia	16,286	2 494
Francia	7	1 002
Alemania	2	286
Hungría	0,056	8
<i>Italia</i>	73	10 446
Luxemburgo	0,675	97
Polonia	0,048	7
España	0,28	40
Suecia	6,114	875
<i>Reino Unido</i>	3,5	501
UE	109,1	15 775

**Fuente:** [WEC 2010]

Los datos sobre los recursos de petróleo estático son muy inciertos y a menudo no existen, pues se integran en las estadísticas sobre petróleo convencional. Asimismo, los yacimientos ricos en querógeno están mezclados con petróleo crudo en los poros y capas intermedias de baja permeabilidad. Esta mezcla depende de si parte del querógeno de la roca madre ha superado la ventana del petróleo o no en su historia geológica. La extracción de este petróleo pertenece a la categoría de producción de petróleo estático, si bien tiene lugar entre yacimientos de petróleo de esquisto. Por ejemplo, la cuenca parisina contiene un enorme yacimiento de petróleo de esquisto.

Sin embargo, los proyectos importantes en estos momentos se centran en la extracción del petróleo estático presente en este yacimiento. [Leteurtrois et al. 2011].

La cuenca parisina está situada debajo de París, Francia, y sus alrededores, y tiene una forma aproximadamente ovalada con un eje este-oeste de 500 km, y un eje norte-sur de 300 km. Su superficie total es de unos 140 000 km<sup>2</sup>. [Raestadt 2004]. Al este de París, las capas que contienen petróleo se encuentran más cerca de la superficie. [Leteurtrois et al. 2011]. Un primer pozo se perforó en 1923 y durante los años cincuenta y sesenta aumentó el interés de las empresas petroleras, de modo que se perforaron numerosos pozos de prospección y se descubrieron algunos yacimientos más pequeños, pero tan solo un 3 % de estos primeros pozos se explotaron comercialmente. [Kohl 2009]. Una segunda fase de expansión tuvo lugar en los años ochenta después de las dos crisis de los precios del petróleo, y algunos camiones de estudios sísmicos recorrieron los Campos Elíseos para evaluar la estructura geológica del suelo de París. En esa época se descubrieron varios yacimientos de petróleo convencional de mayor tamaño. En total, desde 1940 se han extraído unos 240 millones de barriles de petróleo de los más de 800 pozos de esta cuenca. Todas estas explotaciones correspondían a la extracción de petróleo convencional sin fracturación hidráulica.

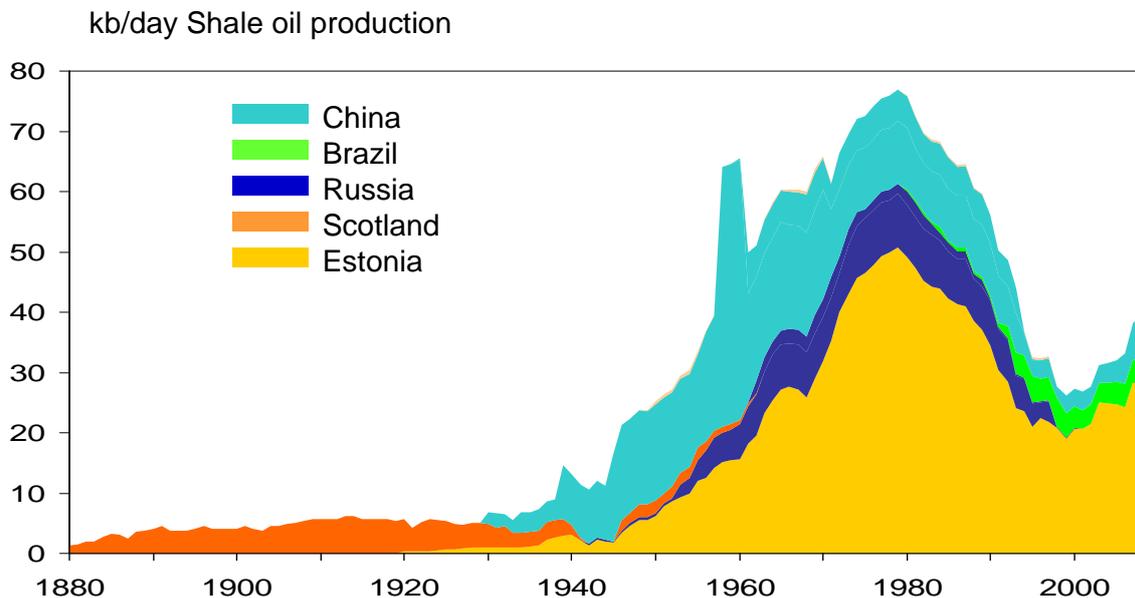
El interés aumentó recientemente cuando una pequeña empresa, Treador, anunció, tras analizar los antiguos protocolos de prospección, las primeras estimaciones sobre una posible cuenca rica en petróleo que se extendía desde el subsuelo de París hasta la región vinícola de Champaña. Treador ha concentrado sus actividades comerciales en Francia y se ha asociado con Hess Corp. para la explotación del yacimiento. [Schaefer 2010]. Se prevé que la fracturación hidráulica desempeñará un importante papel en la explotación de la cuenca y la extracción del petróleo. Se dice que la formación contiene hasta 65 gigabarriles (Gb) de petróleo o incluso más. [Kohl 2009]. Sin embargo, estas cifras no han sido confirmadas por fuentes independientes, por lo que deben tomarse con prudencia.

Cabe señalar que siempre existen intereses comerciales detrás de los principales planes de explotación que presentan enormes recursos potenciales, los cuales deben valorarse con cautela. A menudo, estas cifras son burdas estimaciones al alza que no reflejan los problemas que podrían obstaculizar una eventual extracción. Actualmente resulta casi imposible reunir información suficiente como para poder valorar el tamaño y posibilidad de producción reales de este yacimiento, ya que en la bibliografía aparecen observaciones tanto entusiastas [Schaefer 2010] como escépticas [Kohl 2009]. Una novedad podría ser el uso de pozos horizontales con fracturación hidráulica a gran escala en la cuenca. Se estima que existen unos 5 millones de barriles de petróleo por km<sup>2</sup>, que podrían explotarse con pozos horizontales. La producción típica por pozo se estima, desde una perspectiva optimista, en 400 barriles diarios durante el primer mes, con un descenso del 50 % al año. [Schaefer 2010].

Una formación similar, aunque distinta en algunos aspectos, es el yacimiento de Bakken, en los Estados Unidos, en el que se produce petróleo estático en una formación de esquisto bituminoso.

En el Gráfico 8 se muestra la evolución de la producción mundial de petróleo de esquisto desde 1880. Aunque este petróleo se explota en Francia desde 1830, su producción cesó en 1959. [Laherrere 2011]. Sin embargo, el volumen de petróleo extraído es demasiado pequeño para poder observarse en el gráfico. En él, el esquisto bituminoso se ha convertido en petróleo de esquisto suponiendo un contenido de petróleo de 100 litros o 0,09 toneladas de petróleo por tonelada de esquisto.

**Gráfico 8: Producción mundial de petróleo de esquisto; las unidades originales se han convertido a razón de 1 tonelada de esquisto bituminoso = 100 litros de petróleo de esquisto**



Source: 1880-2000: WEC 2010, Data for 2005, 2007 and 2008, WEC 2007, 2009 and 2010  
Other Data interpolated by LBST

**Fuente:** [WEC 2007, 2009, 2010], algunos datos correspondientes a 2001-2005 y 2007 son estimaciones de LBST

### 5.3. Análisis de los yacimientos productores de gas de esquisto en los Estados Unidos

#### 5.3.1. Producción durante el primer mes

Las características comunes de todos los depósitos de gas de esquisto son:

- la baja permeabilidad (entre cientos de miles y millones de veces inferior a la de los yacimientos convencionales [Total 2011]),
- el bajo contenido específico de gas por volumen, y
- la enorme superficie que cubre el yacimiento.

Los pozos se perforan en el esquisto que contiene el gas. A fin de aumentar la superficie de contacto entre los poros que contienen el gas y el pozo se hacen diversas grietas mediante fracturación hidráulica. Sin embargo, el volumen total accesible es pequeño en comparación con el de los pozos convencionales.

Por ello, la producción inicial es muy reducida en comparación con los pozos de los yacimientos de gas convencional. Por otra parte, las empresas pretenden explotar en primer lugar las zonas más prometedoras de un yacimiento. Por ejemplo, los primeros pozos verticales de Barnett Shale tenían una producción típica de 700 000 m<sup>3</sup> (25 MMcf) mensuales durante el primer mes completo de operación. Este flujo descendió a unos 400 000 m<sup>3</sup> (15 MMcf) mensuales en el caso de los últimos pozos explotados. [Charpentier 2010].

Un estudio reciente de USGS confirma que la producción media del primer mes completo de todos los pozos verticales investigados es inferior a 700 000 m<sup>3</sup> mensuales. La única excepción es el yacimiento de Bossier, cuya producción inicial fue cuatro veces mayor (2,8 millones de m<sup>3</sup> mensuales). Sin embargo, su explotación comenzó hace 40 años, lo que confirma la evolución temprana de los yacimientos más productivos.

Los pozos horizontales tienen una mayor producción inicial media. En los yacimientos de Barnett y Fayetteville, esta es de 1,4 millones de m<sup>3</sup> mensuales (50 MMcf). Tan solo el yacimiento de Haynesville, explotado recientemente, muestra una producción inicial inusualmente elevada de 7 a 8 millones de m<sup>3</sup> mensuales (~ 260 MMcf). Sin embargo, los parámetros geológicos de este yacimiento ya preveían esta mayor producción inicial (véase el Cuadro 17).

### 5.3.2. Perfiles típicos de producción

La presión inicial después de la fracturación es muy superior a la presión natural del depósito. Tras la fracturación se reduce la presión, lo que produce un rápido reflujó de aguas residuales (agua de fracturación), que contienen todos los ingredientes móviles y contaminantes del depósito, así como el propio gas natural. Debido al gran caudal en comparación con el tamaño del depósito, la presión de este se reduce a gran velocidad, lo que da lugar a un pronunciado descenso del perfil de producción. Mientras que los yacimientos de gas natural presentan tasas de descenso del orden de varios puntos porcentuales al año, la producción de los esquistos bituminosos que contienen gas se reduce a razón de varios puntos porcentuales al mes. Un análisis histórico de algunos yacimientos de esquisto de los Estados Unidos indica que la producción inicial es muy inferior y que la tasa de descenso es mucho más pronunciada que la de los yacimientos convencionales. La producción desciende típicamente a una tasa del 50 %, 60 % o incluso más en el primer año. [Cook 2010]. Las experiencias muestran que el yacimiento explotado más recientemente, Haynesville, tuvo una tasa de descenso del 85 % en el primer año y del 40 % en el segundo. Incluso después de nueve años, esta tasa es del 9 %. [Goodrich 2010]. Al parecer, las empresas de Haynesville intentan optimizar la producción como forma de extraer el gas lo antes posible.

### 5.3.3. Recuperación estimada absoluta (REA) por pozo

El análisis de los perfiles de producción permite calcular la recuperación estimada absoluta por pozo para comparar diversos yacimientos de esquisto. Los primeros pozos verticales del yacimiento de Barnett contenían una REA de aproximadamente 30 millones de m<sup>3</sup>. Esta cifra se duplicó en el caso de los nuevos pozos hasta alcanzar 60 millones de m<sup>3</sup>, tanto para los pozos verticales como los horizontales. La mayoría de las demás formaciones de esquisto (Fayetteville, Nancos, Woodford, cuenca de Arkoma) muestran cantidades muy inferiores, cercanas o inferiores a 30 millones de m<sup>3</sup>. Únicamente en el yacimiento de Bossier, explotado anteriormente, la producción absoluta de gas de algunos pozos alcanzó 90 millones de m<sup>3</sup>. El yacimiento de Haynesville muestra volúmenes acumulados de producción intermedios con una media de 75 millones de m<sup>3</sup> por pozo [Cook 2010].

### 5.3.4. Algunos ejemplos de los Estados Unidos

El yacimiento de Antrim en Michigan se encuentra a tan solo unos cuantos centenares de metros debajo de la superficie. Por ello, su explotación comenzó muy pronto y se añadieron nuevos pozos con gran rapidez. En 1998 alcanzó su producción máxima. A continuación se produjo un descenso de la producción del yacimiento del 4 al 4,5 % anual, aunque incluso hoy en día se perforan nuevos pozos.

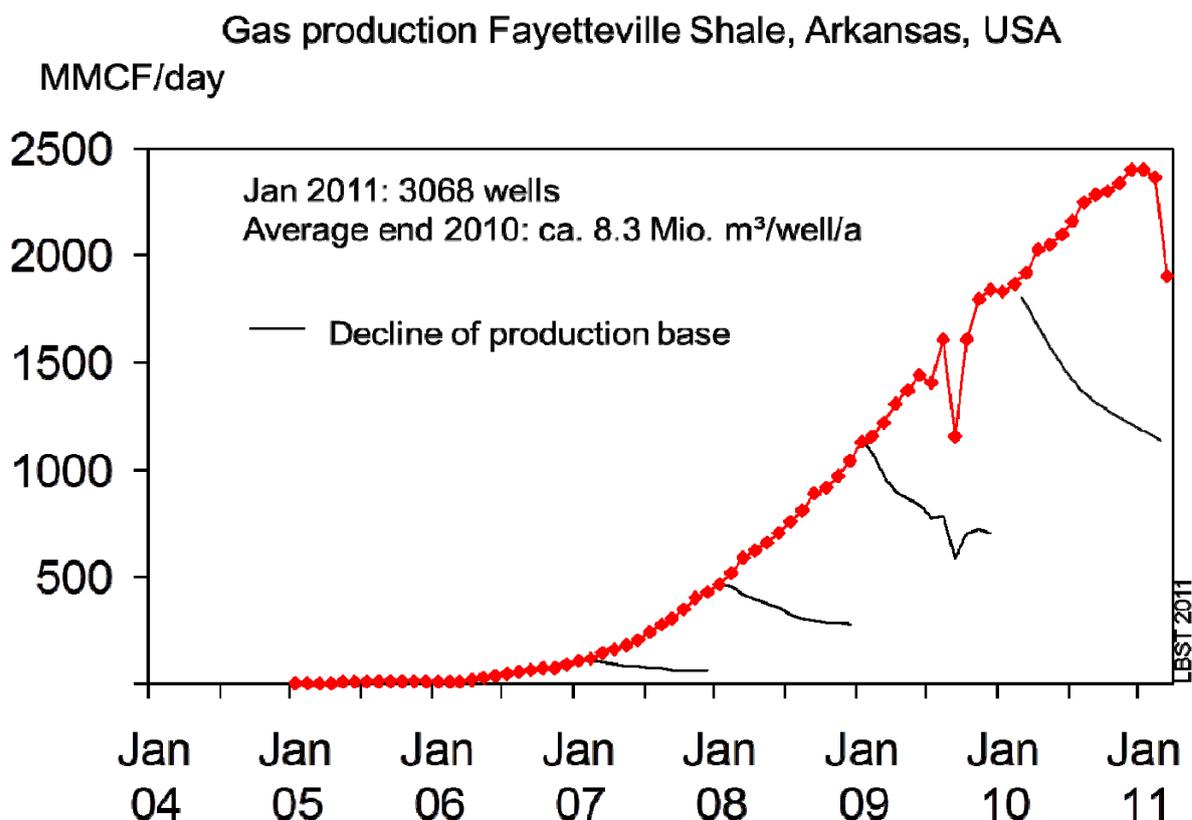
Paralelamente a la adopción de la Ley de energía limpia (Clean Energy Act) por parte del Congreso de los Estados Unidos en 2005, que exentó a la prospección de hidrocarburos de las restricciones de la Ley de ahorro de agua potable (Save Drinking Water Act) de 1974, aumentó la explotación del yacimiento de Barnett. En unos cuantos años, su producción aumentó a 51 000 millones de m<sup>3</sup> en 2010 procedentes de casi 15 000 pozos. Los 13,000 km<sup>2</sup> del yacimiento tienen de media un pozo por km<sup>2</sup>, aunque en las zonas de prospección se perforan más de cinco pozos por km<sup>2</sup>. Debido a su rápida explotación, el yacimiento alcanzó su producción máxima en 2010.

La perforación de otros dos mil pozos en 2010 no impidió que se iniciara el descenso de la producción. A finales de 2010, la producción típica por pozo era de 3,4 millones de m<sup>3</sup> anuales.

También el yacimiento de Fayetteville comenzó a explotarse a partir de 2005. Aunque su tamaño y rendimiento son inferiores, muestra un perfil de producción típico que se reproduce en el Gráfico 9. Las líneas negras muestran el descenso de la producción básica si no se hubieran explotado nuevos pozos a lo largo de los años.

El descenso acumulado de la producción básica refleja la alta tasa de descenso, que en el caso de Fayetteville es del 5 % al mes. Las caídas de septiembre de 2009 y marzo de 2011 se debieron al cierre de los pozos en una parte del yacimiento debido a las malas condiciones meteorológicas. Si analizamos los perfiles de los distintos pozos, es muy probable que Fayetteville haya alcanzado su producción máxima en diciembre de 2010. La producción media anual por pozo a finales de 2010 era de 8 millones de m<sup>3</sup>.

**Gráfico 9: Producción de gas del yacimiento de Fayetteville, Arkansas**



Data: State of Arkansas, Oil and Gas Commission, May 2011  
<http://www.aogc.state.ar.us/Favprodinfo.htm>

**Fuente:** datos de los autores basados en [Arkansas 2009]

En 1993, Chesapeake, una pequeña empresa con un volumen de negocio de 13 millones de dólares creció ante todo gracias a la explotación del yacimiento de Fayetteville. [Chesapeake 2010]. Debido a la expansión del gas de esquisto, su volumen de negocio aumentó a más de 5 000 millones de dólares en 2009. El año pasado vendió todos sus activos en el yacimiento de Fayetteville por 5 000 millones de dólares a la empresa BHP Billiton. [Chon 2011].

El último yacimiento en ser explotado fue el de Haynesville. En 2010 se convirtió en el yacimiento de gas de esquisto de mayor producción en los Estados Unidos al superar al de Barnett. El rápido aumento de la producción se debe predominantemente a una elevada producción inicial de hasta 7 u 8 millones de m<sup>3</sup> por pozo en el primer mes. Esta producción superior ya se preveía debido a diversos parámetros geológicos de este yacimiento, así como a una estrategia consistente en extraer el gas lo antes posible. Como ya se ha indicado, tras de ello se registró una tasa de descenso sin precedentes del 85 % en el primer año.

#### 5.3.5. Principales parámetros de importantes yacimientos europeos de gas de esquisto

En el Cuadro 19 se indican algunos parámetros clave de los yacimientos de gas de esquisto europeos más importantes. La zona de prospección estudiada es mucho menor que la zona total, ya que se aplicaron algunos criterios de exclusión. Se debe tener en cuenta este hecho al comparar el gas específico presente por superficie con los datos que figuran en el Cuadro 17, en el que se utiliza toda la extensión del yacimiento para hacer comparaciones. El gas presente por km<sup>2</sup> nos da una medida de la cantidad de gas que podría producirse a partir de un solo pozo.

El contenido de carbono orgánico total (COT) es un parámetro del contenido de gas del yacimiento importante para estimar los recursos. Junto con el grosor de la capa, también define la preferencia por pozos verticales u horizontales, su extensión y la densidad óptima de pozos.

Sobre la base de estas consideraciones, los yacimientos polacos de Europa Oriental parecen ser los más prometedores de Europa, pues muestran los mayores volúmenes de gas presente. Otros yacimientos son mucho menos productivos, a pesar de tener una extensión mucho mayor, lo que implica que el esfuerzo específico para producir ese gas aumenta considerablemente, al igual que las repercusiones correspondientes en el uso del suelo, la demanda de agua, etc.

Si se tienen en cuenta estos aspectos, es muy probable que casi todos los yacimientos de esquisto europeos, excepto los situados en Polonia y, quizás, en Escandinavia, tengan tasas de extracción y reservas comparables o incluso inferiores a las de Fayetteville o Barnett en los Estados Unidos.

**Cuadro 19: Evaluación de los principales parámetros de importantes yacimientos europeos de gas de esquisto (los datos originales se han convertido a unidades internacionales normalizadas y redondeado)**

Región	Cuenca / yacimiento	Zona de prospección (km <sup>2</sup> )	Grosor neto (m)	COT (%)	Gas presente (millones de m <sup>3</sup> /km <sup>2</sup> ) (2)
Polonia	Báltico	8 846	95	4	1 600
Polonia	Lublín	11 660	70	1,5	900
Polonia	Podlasie	1 325	90	6	1 600
Francia	París	17 940	35	4	300
Francia	Sudeste	16 900	30	3,5	300
Francia	Sudeste	17 800	47	2,5	630
Europa Central	Posidonia	2 650	30	5,7	365
Europa Central	Namuria	3 969	37	3,5	600
Europa Central	Wealden	1 810	23	4,5	290
Escandinavia	Alum	38 221	50	10	850
Reino Unido	Bowland	9 822	45	5,8	530
Reino Unido	Liassic	160	38	2,4	500

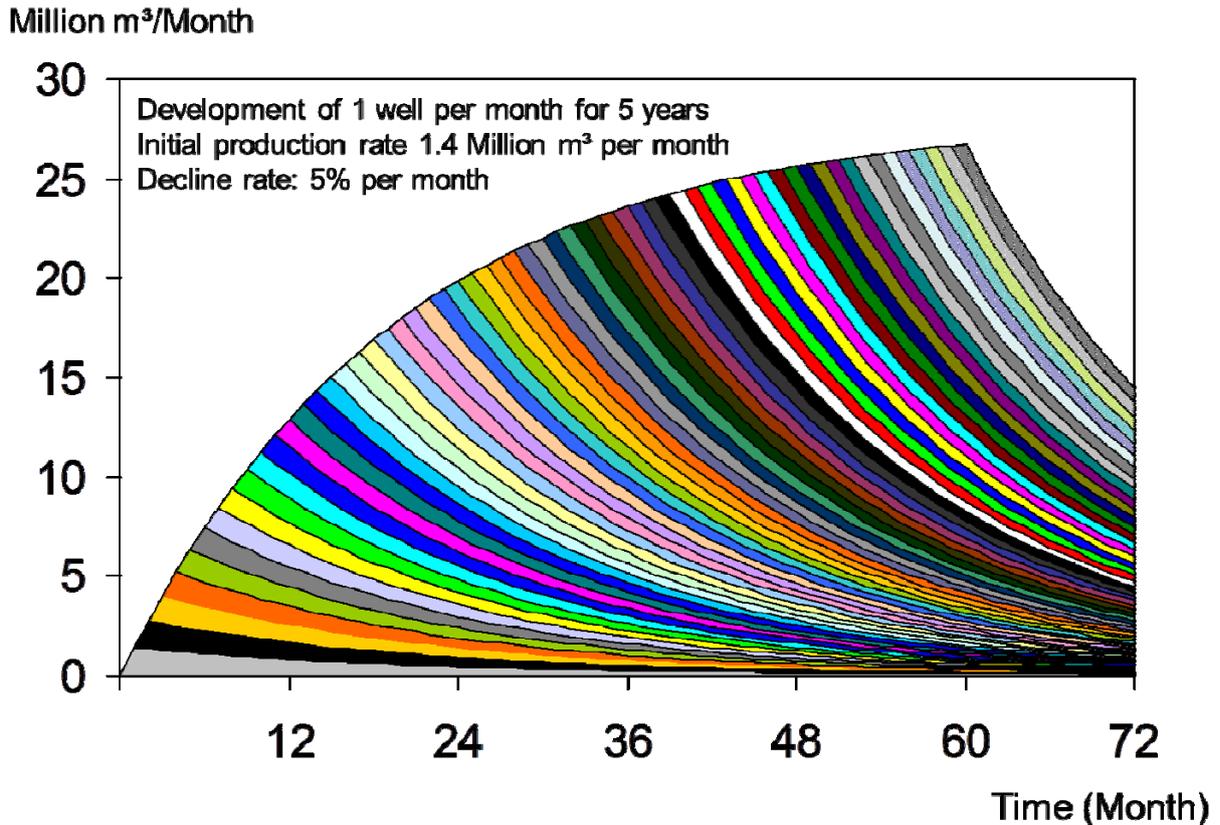
Fuente: US-EIA (2011)

### 5.3.6. Explotación hipotética de un yacimiento

Una importante característica que distingue la producción de gas de esquisto de la de gas convencional es el marcado descenso de la producción de los pozos. Si se suma un gran número de perfiles de producción idénticos se puede construir una hipótesis sobre la explotación de un yacimiento. En el Gráfico 10 se muestran los resultados del cálculo de dicha hipótesis mediante la suma de perfiles de producción dentro de un yacimiento en el que un nuevo pozo se conecta cada mes. Se considera que los datos son similares a los del yacimiento de Barnett, con una producción típica durante el primer mes de 1,4 millones de m<sup>3</sup> y una tasa mensual de descenso del 5 %. Tras cinco años se han conectado 60 pozos que producen unos 27 millones de m<sup>3</sup> mensuales, lo que equivale a 325 millones de m<sup>3</sup> al año. Debido al pronunciado descenso de los pozos en producción, la producción media por pozo disminuye a 5 millones de m<sup>3</sup> tras un período de cinco años.

Esta hipótesis de explotación se utiliza a continuación para estimar los efectos de la producción de gas de esquisto en el mercado de gas europeo.

**Gráfico 10: Explotación típica de un yacimiento con la adición de nuevos pozos a una tasa constante de un pozo al mes**



Fuente: datos de los autores

#### 5.4. Papel de la extracción de gas de esquisto en la transición a una economía hipocarbónica y la reducción a largo plazo de las emisiones de CO<sub>2</sub>

##### 5.4.1. La producción de gas convencional en Europa

La producción de gas natural en la UE alcanzó su producción máxima en 1996 con una producción de 235 bcm anuales. En 2009, la producción ya había descendido un 27 % para alcanzar 171 bcm anuales. Al mismo tiempo, el consumo pasó de 409 bcm en 1996 a 460 bcm en 2009, lo que representa un aumento del 12 %. Por consiguiente, la cuota de la producción interna descendió del 57 % al 37 %.

Si se incluye a Noruega, la producción máxima en 2004 fue de 306 bcm anuales y bajó a 275 bcm anuales en 2009 (-11 %). Las importaciones procedentes de fuera de la UE y Noruega aumentaron del 37 % en 2004 al 40 % en 2009. [BP 2010].

En las últimas perspectivas mundiales de la energía (World Energy Outlook) que publica la Agencia Internacional de la Energía se prevé un nuevo descenso de la producción por debajo de 90 bcm anuales en 2035 o, si se incluye a Noruega, a 127 bcm anuales.

Se prevé que la demanda de gas natural aumentará a razón del 0,7 % al año, lo que arroja 667 bcm anuales en 2035. [WEO 2011]. Resulta inevitable que la diferencia entre la demanda y una oferta interna en descenso aumente aún más, lo que obligará a la UE a incrementar sus importaciones a más de 400 bcm anuales en 2035, lo que equivale a una cuota de importación del 60 %.

#### 5.4.2. Probable importancia de la producción de gas no convencional para el suministro de gas en Europa

La edición especial de las perspectivas mundiales de la energía de 2011 de la AIE se concentra en el papel que podría desempeñar el gas natural no convencional. La explotación de recursos de gas no convencional en Europa estará probablemente encabezada por Polonia, que se cree posee entre 1,4 y 5,3 Tcm de gas de esquisto [WEO 2011], predominantemente en el norte del país. A mediados de 2011, Polonia ya había concedido 86 licencias para la prospección de gas no convencional.

Sin embargo, en WEO 2011 se examinan varios obstáculos que es necesario superar: «Debido al número relativamente alto de pozos que deben perforarse, es posible que las autoridades y comunidades locales no concedan fácilmente su aprobación. El tratamiento y eliminación de grandes cantidades de aguas residuales también puede complicar los proyectos. Asimismo, el acceso de terceros a la infraestructura de gasoductos exigirá una reforma de la política nacional». No obstante, se considera que las posibilidades son amplias: «A pesar de los obstáculos técnicos, medioambientales y normativos, el gas de esquisto puede cambiar radicalmente el sector energético polaco». [WEO 2011].

A pesar de estas observaciones, el informe considera que la producción de gas esquisto solo ejercerá una influencia marginal en Europa. El descenso medio de la producción interna de gas, incluyendo el gas convencional y no convencional, se cifra en un 1,4 % anual.

El cálculo de la siguiente hipótesis básica, basado en los perfiles de producción antes expuestos, esboza la magnitud del esfuerzo necesario para transformar los posibles recursos de gas de esquisto en producción. Asimismo esboza la máxima influencia que pueden tener las perforaciones que se realicen en los yacimientos de gas, lo que viene a confirmar el enunciado según el cual el gas no convencional probablemente no podrá invertir el descenso de la producción europea de gas.

Europa dispone de unas 100 torres de perforación [Thornhäuser 2010]. Si se asume un tiempo medio de perforación de tres meses por pozo, se podrían perforar 400 pozos al año en Europa como máximo. Para ello sería necesario que todas las torres se utilizaran para perforaciones en yacimientos de gas de esquisto, aunque no todas ellas son adecuadas para ello y también se siguen desarrollando otros pozos. Por otra parte, si se supone una producción de 1,4 millones de m<sup>3</sup> durante el primer mes, se habrían perforado dos mil pozos en cinco años con una producción total de 900 millones de m<sup>3</sup> mensuales, es decir, 11 000 millones de m<sup>3</sup> anuales. El perfil de producción sería similar al que aparece en el Gráfico 10, pero aumentaría debido al mayor número de pozos. La producción de estos pozos haría una contribución inferior al 5 % a la producción europea de gas en las próximas décadas, es decir, del 2 % al 3 % de la demanda de gas. Incluso si la tasa de desarrollo se mantuviera a este ritmo (400 pozos adicionales al año) la producción solo aumentaría de manera marginal, ya que la pronunciada tasa de descenso reduce la producción en casi un 50 % en un año si se detuviera la construcción de nuevos pozos.

#### 5.4.3. Papel de la producción de gas de esquisto para la reducción a largo plazo de las emisiones de CO<sub>2</sub>

La combinación de todos los aspectos técnicos, geológicos y medioambientales expuestos anteriormente hace que sea casi imposible que incluso una explotación agresiva de los yacimientos de gas de esquisto ejerza una influencia importante sobre las emisiones futuras de CO<sub>2</sub> en Europa.

Como ya se ha señalado, el éxito de la producción de gas de esquisto en los Estados Unidos fue posible en parte gracias a la reducción de las restricciones medioambientales contempladas en la Ley de energía limpia de 2005. Incluso esa explotación agresiva y poco costosa solamente contribuyó un 10 % a la producción de gas natural de los Estados Unidos procedente de varias decenas de miles de pozos.

Entretanto, la fracturación hidráulica es objeto de encendidos debates en los Estados Unidos. Las restricciones medioambientales podrían reducir aún más y rápidamente la explotación de gas de esquisto, como se señala en un estudio del sector realizado por Ernst&Young: «El principal factor que podría inhibir el crecimiento previsto de la producción de gas de esquisto es la nueva legislación medioambiental» y agrega: «Actualmente, la Agencia de Protección del Medio Ambiente de los Estados Unidos lleva a cabo un amplio estudio sobre las repercusiones de la fracturación hidráulica en la calidad del agua y la salud pública. La inversión en la explotación del gas de esquisto podría agotarse si se prohíbe la fracturación hidráulica o se limita de forma significativa como resultado de las conclusiones del estudio». [Ernst&Young 2010].

Un desarrollo agresivo de la producción de gas de esquisto en Europa podría hacer una contribución de unos cuantos puntos porcentuales a la producción europea de gas. Debido a los prolongados períodos de espera, es muy probable que la producción siga siendo casi insignificante durante los próximos cinco a diez años.

Sin embargo, estos enunciados no excluyen la posibilidad de que se produzca una cantidad importante de gas a nivel regional.

Si suponemos que las restricciones medioambientales aumentarán el coste y reducirán la velocidad de desarrollo, la producción de gas de esquisto en Europa seguirá siendo de carácter casi marginal.

La producción europea de gas ha descendido en los últimos años. La explotación de gas no convencional no detendrá este descenso. Incluso los estudios del sector consideran que la contribución de la producción de gas de esquisto a la oferta de gas europeo crece muy lentamente y no supera unos cuantos puntos porcentuales de la demanda. [Korn 2010].

Por consiguiente, la producción de gas no convencional dentro de Europa no podrá reducir la necesidad de importar gas natural que tiene el continente. Este no es necesariamente el caso de Polonia. En este país podría tener un impacto notable, ya que la reducida producción actual de 4,1 bcm satisface aproximadamente un 30 % de la baja demanda nacional de 13.7 bcm. [BP 2010].

Debido al incremento de la demanda de gas de otras regiones del mundo y al descenso de la producción básica en Rusia, no podemos excluir —por lo menos— que las importaciones de gas natural a Europa no puedan incrementarse durante las próximas dos décadas de la forma en que lo exige la demanda europea. En tal caso, la política europea destinada a aumentar la demanda de gas sería contraproducente. Las medidas de adaptación necesarias consistirían en reducir continuamente la demanda total de gas por medio de los incentivos adecuados. Es muy probable que las inversiones en proyectos de gas de esquisto resulten contraproducentes, ya que podrían tener una breve pero limitada influencia en la oferta interna de gas y enviarían un mensaje erróneo a los consumidores y mercados, a saber, continuar la dependencia de un recurso a un nivel que no se justifica por una oferta garantizada. La inevitable aceleración del descenso de la producción empeoraría la situación, pues reduciría el tiempo de espera necesario para introducir sustituciones, y habría que dedicar inversiones enormes a estos proyectos y a esta dependencia, que podrían aprovecharse mejor si se utilizan para tecnologías de transición.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La legislación minera vigente en Europa y los reglamentos aplicables a las actividades mineras no tienen en cuenta los aspectos específicos de la fracturación hidráulica. Existen diferencias significativas entre las reglamentaciones relativas a la minería de los Estados miembros de la UE. En muchos casos, los derechos de extracción priman sobre los derechos de los ciudadanos y las autoridades políticas locales a menudo no pueden influir sobre los posibles proyectos o centros mineros, ya que estos son autorizados por los gobiernos nacionales o estatales y sus autoridades.

En un entorno social y técnico cambiante, en el que las cuestiones relacionadas con el cambio climático y la transición a un sistema energético sostenible constituyen prioridades absolutas, y en el que se refuerza la participación del público a nivel regional y local, es necesario revisar el interés nacional por las actividades mineras y los intereses de los gobiernos regionales y locales, así como los de la población afectada.

Un requisito previo para esa revisión sería hacer obligatorio un análisis de ciclo de vida de los nuevos proyectos que incluya un análisis de impacto medioambiental. Únicamente un análisis exhaustivo de los costes y beneficios constituye un fundamento adecuado para valorar la importancia de cada proyecto y su justificación.

La tecnología de la fracturación hidráulica ha tenido importantes efectos en los Estados Unidos, que actualmente es el único país que cuenta con varias décadas de experiencia y registros estadísticos de larga duración.

La tecnología para la explotación del gas de esquisto presenta características que tienen repercusiones medioambientales inevitables y un alto riesgo si la tecnología no se utiliza correctamente, pero también presentan un alto riesgo de causar daños medioambientales y amenazas para la salud humana incluso si se emplean de forma adecuada.

Una de las repercusiones inevitables es la ocupación de enormes superficies e importantes cambios a los paisajes, ya que la densidad de los pozos debe ser muy alta para fracturar las rocas madre a gran escala para acceder al gas que almacenan. Las distintas plataformas de los pozos —en los Estados Unidos se registran hasta seis plataformas por km<sup>2</sup> o incluso más— deben prepararse, construirse y conectarse mediante carreteras a las que puedan acceder vehículos pesados de transporte. Los pozos de producción deben conectarse entre sí por medio de tuberías de recolección con un bajo caudal, pero también con unidades de purga para separar las aguas residuales y sustancias químicas, metales pesados o ingredientes radiactivos del gas producido antes de bombearlo a la red de distribución de gas.

Entre los riesgos que entraña una manipulación incorrecta se encuentran los accidentes, por ejemplo, las erupciones con vertidos de agua de fracturación, las fugas de aguas residuales o de las balsas o tuberías de fluidos de fracturación, la contaminación de aguas subterráneas debido a una manipulación incorrecta o la cementación no profesional de los tubos de revestimiento del pozo. Estos riesgos pueden reducirse y probablemente evitarse con directivas técnicas adecuadas, prácticas de manipulación prudentes y la supervisión por parte de las autoridades públicas. Sin embargo, todas estas medidas de seguridad aumentan los costes del proyecto y ralentizan el ritmo de desarrollo. Por consiguiente, el riesgo de que ocurra un accidente aumenta al incrementarse las presiones económicas y la necesidad de acelerar la explotación. Para construir más pozos en el mismo tiempo es necesario redoblar los esfuerzos de supervisión y seguimiento.

Por último, algunos riesgos son inherentes a la fracturación incontrolada, que tiene por resultado que los líquidos de fracturación o incluso del propio gas natural se muevan sin control. Por ejemplo, es bien sabido que la fracturación hidráulica puede provocar pequeños sismos, los cuales pueden hacer que el gas o los fluidos se muevan a través de facturas creadas «de forma natural».

Las experiencias obtenidas en los Estados Unidos muestran que en la práctica se producen numerosos accidentes. Las autoridades oficiales multan con demasiada frecuencia a las empresas por cometer infracciones. Una parte de estos accidentes son provocados por las fugas de los equipos o el mal funcionamiento de estos, y otra debido a malas prácticas para reducir costes y tiempo, al revestimiento poco profesional de los pozos y a la contaminación de aguas subterráneas a través de fugas no detectadas.

En una época en la que la sostenibilidad es la clave para las operaciones futuras, cabe preguntarse si debe permitirse la inyección de productos químicos tóxicos en el subsuelo, o si debe prohibirse esta práctica, ya que limitaría o excluiría cualquier uso posterior de las capas contaminadas (por ejemplo, con fines geotérmicos) y sus efectos a largo plazo no se han investigado. En una zona de extracción activa de gas de esquisto se inyectan entre 0,1 y 0,5 litros de productos químicos por metro cuadrado.

Las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes del gas natural, que se sitúan en torno a 200 g de equivalente CO<sub>2</sub> por kWh, generalmente son inferiores a las de otros gases fósiles. Debido a la reducida recuperación de gas por pozo, las pérdidas fugitivas de metano, el mayor esfuerzo para la explotación y el bajo caudal de las tuberías de recolección y los compresores, las emisiones específicas del uso del gas de esquisto son mayores que las de los yacimientos de gas convencional. No obstante, las evaluaciones de las prácticas estadounidenses no se pueden transferir simplemente a la situación europea. Se requiere una evaluación realista basada en los datos del proyecto. La evaluación efectuada en este estudio podría considerarse un primer paso hacia dicho análisis.

El actual marco legislativo de la UE exige la realización de una evaluación de impacto medioambiental del pozo únicamente cuando su producción sea superior a 500 000 m<sup>3</sup> diarios. Este límite es demasiado alto e ignora la realidad de los pozos de gas de esquisto, que producen típicamente varias decenas de miles de m<sup>3</sup> diarios al principio. Una evaluación de impacto medioambiental con la participación del público debería ser obligatoria para cada pozo.

Las autoridades regionales deberían tener derecho a excluir las zonas sensibles (como por ejemplo, zonas de protección de agua potable, aldeas, tierras cultivables, etc.) de las posibles actividades de fracturación hidráulica. Asimismo, habría que reforzar la autonomía de las autoridades regionales para prohibir o autorizar la fracturación hidráulica en su territorio.

Es necesario revisar los privilegios de que gozan actualmente la prospección y producción de petróleo y gas a la vista de los siguientes hechos:

- La producción europea de gas ha descendido considerablemente en los últimos años y se prevé que disminuya otro 30 % o más hasta 2035,
- Se espera que la demanda europea siga aumentando hasta 2035,
- Las importaciones de gas natural aumentarán inevitablemente aún más si se materializan estas tendencias,
- No es posible garantizar que se puedan obtener importaciones adicionales del orden de 100 000 millones de m<sup>3</sup> anuales o más.

Los recursos de gases no convencionales en Europa son demasiado reducidos como para ejercer una influencia sustancial sobre estas tendencias, sobre todo en vista de que los perfiles típicos de producción tan solo permitirán extraer una parte limitada de estos recursos. Las obligaciones en materia medioambiental también harán que aumenten los costes de los proyectos y se retrase su desarrollo, lo que reducirá aún más su posible contribución.

Entre las razones para permitir la fracturación hidráulica rara vez figura la justificación de que contribuye a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Por el contrario, es muy probable que las inversiones en proyectos de gas de esquisto —en caso de producirse— tengan un efecto muy breve en el abastecimiento de gas, lo que podría resultar contraproducente, ya que daría la impresión de un suministro de gas garantizado en un momento en que habría que recomendar a los consumidores que reduzcan su dependencia por medio del ahorro, medidas de eficiencia y la sustitución.

## RECOMENDACIONES

- No existe una Directiva amplia que establezca una legislación sobre la minería europea. No existe un análisis público, amplio y detallado del marco normativo relativo a la extracción de gas de esquisto y petróleo estático, por lo que debería llevarse a cabo.
- El actual marco normativo de la UE sobre fracturación hidráulica, que es el elemento básico de la extracción de gas de esquisto y petróleo estático, presenta una serie de lagunas. Y lo que es más importante, el umbral para las evaluaciones de impacto ambiental que deben realizarse respecto a las actividades de fracturación hidráulica en la extracción de hidrocarburos se ha fijado muy por encima de cualquier posible actividad industrial de este tipo, por lo que debería reducirse considerablemente.
- Habría que revisar el ámbito de aplicación de la Directiva marco sobre el agua y prestar especial atención a las actividades de fracturación y sus posibles consecuencias para las aguas de superficie.
- En el marco de un análisis de ciclo de vida, un análisis exhaustivo de costes y beneficios podría constituir una herramienta para evaluar los beneficios en general para la sociedad y sus ciudadanos. Debería desarrollarse un enfoque armonizado para su aplicación en los 27 Estados miembros de la Unión Europea, basado en qué autoridades competentes pueden evaluar sus análisis de ciclo de vida y debatirlos con el público.
- Habría que examinar si debe prohibirse en general el uso de productos químicos tóxicos para inyección. Por lo menos habría que dar a conocer todas las sustancias químicas que deben utilizarse, el número de los productos químicos permitidos debería restringirse y su uso debería ser objeto de seguimiento. Deberían recopilarse estadísticas a nivel europeo sobre las cantidades inyectadas y el número de proyectos.
- Habría que reforzar las autoridades regionales para que adopten decisiones sobre la autorización de proyectos que impliquen fracturación hidráulica. La participación del público y las evaluaciones del ciclo de vida deberían ser obligatorias a la hora de tomar estas decisiones.
- El seguimiento de las corrientes de aguas superficiales y de las emisiones a la atmósfera debería ser obligatorio para conceder permisos a los proyectos.
- Deberían recopilarse y analizarse a nivel europeo estadísticas sobre accidentes y reclamaciones. Una autoridad debería recibir y examinar las reclamaciones cuando se autoricen proyectos.
- Debido al complejo carácter de las posibles repercusiones y riesgos para el medio ambiente y la salud humana de la fracturación hidráulica, habría que examinar la posibilidad de adoptar una nueva Directiva a nivel europeo para regular exhaustivamente todas las cuestiones relacionadas con este ámbito.

## REFERENCIAS

- Aduschkin V.V., Rodionov V.N., Turuntaev S., Yudin A. (2000). Seismicity in the Oilfields, Oilfield Review Summer 2000, Schlumberger, URL: [http://www.slb.com/resources/publications/industry\\_articles/oilfield\\_review/2000/or2000sum01\\_seismicity.aspx](http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2000/or2000sum01_seismicity.aspx)
- AGS (2011). Arkansas Earthquake Updates, internet-database with survey of earthquakes in Arkansas, Arkansas Geological Survey. 2011. URL: <http://www.geology.ar.gov/geohazards/earthquakes.htm>
- Arthur J. D., Bruce P.E., Langhus, P. G. (2008). An Overview of Modern Shale Gas Development in the United States, ALL Consulting. 2008. URL: <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALLShaleOverviewFINAL.pdf>
- Anderson S. Z. (2011). Toreador agrees interim way forward with French Government in Paris Basin tight rock oil program. February 2011
- Arkansas (2011). Fayetteville Shale Gas Sales Information, Oil and Gas Division, State of Arkansas, URL: <http://www.aogc.state.ar.us/Fayprodinfo.htm>
- Arkansas Oil and Gas Commission. (2011). January 2011. URL: <http://www.aogc.state.ar.us/Fayprodinfo.htm>
- Armendariz AI (2009). Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements, AI. Armendariz, Department of Environmental and Civil Engineering, Southern Methodist University, Dallas, Texas, ordered by R. Alvarez, Environmental Defense Fund, Austin, Texas., Version 1.1., January 26, 2009
- Arthur J. D., Bohm B., Coughlin B. J., Layne M. (2008). Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Gas Wells of the Fayetteville Shale. 2008
- Blendinger W. (2011). Stellungnahme zu Unkonventionelle Erdgasvorkommen: Grundwasser schützen - Sorgen der Bürger ernst nehmen - Bergrecht ändern (Antr Drs 15/1190) - Öffentliche Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Mittelstand und Energie am 31.05.2011. Landtag Nordrhein-Westfalen, 20. Mai 2011
- Bode, J. (2011). Antwort der Landesregierung in der 96. und 102. Sitzung des Landtages der 16. Wahlperiode am 21. Januar und 17. März 2011 auf die mündlichen Anfragen des Abgeordneten Ralf Borngräber (SPD) – Drs. 16/3225 Nr. 18 und 16/3395 Nr. 31. Niedersächsischer Landtag – 16. Wahlperiode, Drucksache 16/3591. April 2011
- BP (2010). BP Statistical Review of World Energy, June 2010. URL: <http://www.bp.com>
- Charpentier (2010). R.R. Charpentier, T. Cook, Applying Probabilistic Well-Performance Parameters to Assessments of Shale-Gas Resources, U.S. Geological Survey Open-File Report 2010-1151, 18p.
- Chesapeake (2010). Annual reports, various editions, Chesapeake corp., URL: <http://www.chk.com/Investors/Pages/Reports.aspx>
- Chesapeake Energy, Water use in deep shale gas exploration I, May 2011
- Chesapeake Energy, Water use in deep shale gas exploration II, May 2011
- Chon (2011). G. Chon, R.G. Matthews. BHP to buy Chesapeake Shale Assets, Wallstreet Journal, 22<sup>nd</sup> February 2011, URL: <http://online.wsj.com/article/SB10001424052748703800204576158834108927732.html>

- COGCC (2007). Colorado Oil and Gas Conservation Commission, Oil and Gas Accountability Project
- COGCC Garfield Colorado County IT Department. Gas Wells, Well Permits&Pipelines, Including Public Lands, Western Garfield County, Colorado, Glenwood Springs, Colorado: Composed Utilizing Colorado Oil and Gas Conservation Commission Well Site
- Colborn T. (2007). Written testimony of Theo Colborn, PhD, President of TEDX, Paonia, Colorado, before the House Committee on Oversight and Government Reform, hearing on The Applicability of Federal Requirements to Protect Public Health and the Environment from Oil and Gas Development, October 31, 2007.
- Cook (2010). Cook, Troy and Charpentier, Assembling probabilistic performance parameters of shale-gas wells: US-Geological Survey Open-File Report 2010-1138, 17p.
- D.B. Burnett Global Petroleum Research Institute, Desalination of Oil Field Brine, 2006
- Duncan, I., Shale Gas: Energy and Environmental Issues, Bureau of Economic Geology, 2010
- EC 2010 Grantham: European Commission – Enterprise and Industry (Grantham J., Owens C., Davies E.) (2010). Improving Framework Conditions for Extracting Minerals for the EU. July 2010. URL: [http://ec.europa.eu/enterprise/policies/raw-materials/files/best-practices/sust-full-report\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/enterprise/policies/raw-materials/files/best-practices/sust-full-report_en.pdf) [6.6.2011]
- EC 2010 MMM: European Commission, Sector “Mining, metals and minerals”. Reference Documents. (last update: 31/10/2010). URL: [http://ec.europa.eu/enterprise/sectors/metals-minerals/documents/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/enterprise/sectors/metals-minerals/documents/index_en.htm) [6.6.2011]
- EC 2011 MW: European Commission – Environment. Summary of EU legislation on mining waste, studies and other relevant EU legislation. Last updated: 18/02/2011, URL: <http://ec.europa.eu/environment/waste/mining/legis.htm> [6.6.2011]
- EC 2011 S: European Commission – Environment, Last updated: 19/01/2011, URL: <http://ec.europa.eu/environment/seveso/review.htm> [5.6.2011] Review of Seveso II until June 2015
- EC BREF: EC European Commission, Joint Research Centre, Institute for Prospective Technological Studies, URL: <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/> [6.6.2011]
- EC LCA: European Commission – Joint Research Centre – Institute for the Environment and Sustainability: Life Cycle Thinking and Assessment. URL: [http://lct.jrc.ec.europa.eu/index\\_jrc](http://lct.jrc.ec.europa.eu/index_jrc) [16.6.2011]
- EC NEEI: European Commission (2010). Natura 2000 Guidance Document. Non-endergy mineral extraction and Natura 2000. July 2010. URL: [http://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/management/docs/nee\\_i\\_n2000\\_guidance.pdf](http://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/management/docs/nee_i_n2000_guidance.pdf) [16.6.2011]
- EIA cod: Publications Office of the European Union (2009). Council Directive of 27 June 1985 on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment – including amendments. This document is meant purely as a documentation tool and the institutions do not assume any liability for its contents. June 2009. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:1985L0337:20090625:EN:PDF> [10.6.2011]

- EPA (2005). The relevant section 322 in the Energy Policy Act of 2005 explicitly states: "Paragraph (1) of section 1421(d) of the Safe Drinking Water Act (U.S.C. 300h(d)) is amended to read as follows: (1) Underground injection. – The term underground injection – (A) means the subsurface emplacement of fluids by well injection; and (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." (see Public law 109 – 58 Aug 8 2005; Energy Policy Act of 2005, Subtitle C Production, Section 322, Page 102.
- EPA (2009). Discovery of "fracking" chemical in water wells may guide EPA review, Inside EPA, Environmental Protection Agency, August 21, 2009,
- Ernst&Young (2010) The global gas challenge, Ernst&Young, September 2010, page 4, URL: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/The\\_global\\_gas\\_challenge\\_2010/\\$FILE/The%20global%20gas%20challenge.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/The_global_gas_challenge_2010/$FILE/The%20global%20gas%20challenge.pdf)
- ExxonMobil (2010) H. Stapelberg. Auf der Suche nach neuem Erdgas in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, Presentation at a hearing on a side event of the German Parliamentm, organized by the Bündnis90/Die Grünen, Berlin, 29th October 2010
- Gény (2010). Florence Gény (2010). Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets? The Oxford Institute for Energy Studies, NG 46, December 2010.
- Goodman W. R., Maness T. R. (2008). Michigan's Antrim Gas Shale Play—A Two-Decade Template for Successful Devonian Gas Shale Development. September 2008
- Goodrich (2010) Goodrich Petroleum Corporation Presentation at the IPAA oil and gas investment symposium, New York, New York, 11<sup>th</sup> April 2010, URL: <http://www.goodrichpetroleum.com/presentations/April2010.pdf>
- Grieser B., Shelley B. Johnson B.J., Fielder E.O., Heinze J.R., and Werline J.R. (2006). Data Analysis of Barnett Shale Completions: SPE Paper 100674
- Hackl (2011). Personal communication with the responsible employee of a huge European reinsurance company. March 2011.
- Harden (2007). Northern Trinity/Woodbine GAM Assessment of Groundwater Use in the Northern Trinity Aquifer Due to Urban Growth and Barnett Shale Development, prepared for Texas Water Development Board, Austin Texas, TWDB Contract Number: 0604830613, URL: [http://rio.twdb.state.tx.us/RWPG/rpgm\\_rpts/0604830613\\_BarnetShale.pdf](http://rio.twdb.state.tx.us/RWPG/rpgm_rpts/0604830613_BarnetShale.pdf)
- Hejny H., Hebestreit C. (2006). EU Legislation and Good Practice Guides of Relevance for the EU Extractive Industry. December 2006. URL: <http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taieux/presentations/Paper%20Hejny%20TAIEX%202006%20Tallinn.pdf> [6.6.2011]
- Howarth B., Santoro R., Ingraffea T. (2011) Developing Natural Gas in the Marcellus and other Shale Formations is likely to Aggravate Global Warming. March 2011
- Ineson, R. (INGAA Foundation) Changing Geography of North American Natural Gas, April 2008, Page 6]

- Kim Y.J., Lee H.E., Kang S.-A., Shin J.K., Jung S.Y., Lee Y.J. (2011). Uranium Minerals in black shale, South Korea, Abstract of Presentation to be held at the Goldschmidt 2011 Conference, Prague, August 14-19, URL: <http://www.goldschmidt2011.org/abstracts/originalPDFs/4030.pdf>
- Kohl (2009). The Paris oil shale basin – Hype or Substance?, K. Kohl, Energy and Capital, 23<sup>rd</sup> November 2009, URL: <http://www.energyandcapital.com/articles/paris-basin-oil-shale/1014>
- Korn (2010). Andreas Korn, Prospects for unconventional gas in Europe, Andreas Korn, eon-Ruhrgas, 5<sup>th</sup> February 2010, URL: [http://www.eon.com/de/downloads/ir/20100205\\_Unconventional\\_gas\\_in\\_Europe.pdf](http://www.eon.com/de/downloads/ir/20100205_Unconventional_gas_in_Europe.pdf)
- Kullmann U. (Federal Ministry of Economics and Technology) (2006). European legislation concerning the extractive industries. URL: <http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taex/presentations/European%20legislation%202006.pdf> [6.6.2011]
- Kummetz D., Neun Lecks – null Information (nine leaks, zero information), taz, January 10, 2011, URL: <http://www.taz.de/1/nord/artikel/1/neun-lecks-null-information/>
- Laherrere (2011) Laherrère J.H. 2011 «Combustibles fossiles: donnees, fiabilite et perspectives» Ecole Normale Superieure CERES-04-02 Choix energetiques Paris 7 avril. URL : [http://aspofrance.viabloga.com/files/JL\\_ENS\\_avril2011.pdf](http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_ENS_avril2011.pdf)
- Leteurtrois J.-P., J.-L. Durville, D. Pillet, J.-C. Gazeau (2011). Les hydrocarbures de roche-mère en France, Rapport provisoire, Conseil général de l'énergie et des technologies, CGEIT n° 2011-04-G, Conseil général de l'environnement et du développement durable, CGEDD n° 007318-01
- Lobbins C. (2009). Notice of violation letter from Craib Lobbins, PA DEP Regional Manager, to Thomas Liberatore, Cabotr Oil & Gas Corporation, Vice President, February 7, 2009.
- Louisiana Department of Natural Resources (LDNR). Number of Haynesville Shale Wells by Month. June 2011
- Lustgarten A. (2008). Buried Secrets: Is Natural Gas Drilling Endangering U.S. Water Supplies?, Pro Publica, November 13, 2008.
- Michaels, C., Simpson, J. L., Wegner, W. (2010). Fractured Communities: Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling. September 2010
- NDR (2011). Grundwasser von Söhlingen vergiftet? News at Norddeutscher Rundfunk, January 10, 2011, 18.25 p.m., URL: <http://www.ndr.de/regional/niedersachsen/heide/erdgas109.html>
- New York City Department of Environmental Protection (NYCDEP). (2009). Rapid Impact Assessment report: Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City Water Supply Watershed. September 2009
- NGE 2011: Natural Gas for Europe, URL: <http://naturalgasforeurope.com/shale-gas-regulatory-framework-work-progress.htm> [6.6.2011]
- Nonnenmacher P. (2011). Bohrungen für Schiefergas liessen die Erde beben, Basler Zeitung, June 17, 2011.
- Nordquist (1953). "Mississippian stratigraphy of northern Montana", Nordquist, J.W., Billings Geological Society, 4th Annual Field Conference Guidebook, p. 68–82, 1953

- NYC Riverkeeper, Inc. (2010). Fractured Communities – Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling. p. 13. September 2010. URL: <http://www.riverkeeper.org/wp-content/uploads/2010/09/Fractured-Communities-FINAL-September-2010.pdf> [16.6.2011]
- ODNR (2008). Report on the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio. Ohio Department of Natural Resources, Division of Mineral Resources Management, September 1, 2008.
- OGP International Association of Oil & Gas Producers (2008). Guidelines for the management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil and gas industry. September 2008
- Ohio Department of Natural Resources (ODNR), Division of Mineral Resources Management. (2008). Report on the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio. September 2008
- Osborn St. G., Vengosh A., Warner N. R., Jackson R. B. (2011). Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. April 2011
- PA DEP (2009). Proposed Settlement of Civil Penalty Claim, Permit Nos. 37-125-23165-00, Pennsylvania Department of Environmental Protection, September 23, 2009, URL: [http://s3.amazonaws.com/propublica/assets/natural\\_gas/range\\_resources\\_consent\\_assessment090923.pdf](http://s3.amazonaws.com/propublica/assets/natural_gas/range_resources_consent_assessment090923.pdf)
- PA DEP (2010). Department of Environmental Protection fines Atlas \$85000 for Violations at 13 Well sites, January 7, 2010, URL: <http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt/community/newsroom/14287?id=2612&typeid=1>
- Papoulias F. (European Commission, DG Environment) (2006). The new Mining Waste Directive towards more Sustainable Mining. November 2006. URL: <http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taix/presentations/Mining%20waste%20dir%20-%20Tallinn%2030-11-06.pdf> [6.6.2011]
- Patel 2011. French Minister Says “Scientific” Fracking Needs Strict Control, Tara Patel, Boloomberg News, 1st June 2011, see at <http://www.bloomberg.com/news/2011-06-01/french-minister-says-scientific-fracking-needs-strict-control.html>
- Penn State, College of Agricultural Science. (2010). Accelerating Activity in the Marcellus Shale: An Update on Wells Drilled and Permitted. May 2010. URL: <http://extension.psu.edu/naturalgas/news/2010/05/accelerating-activity>
- Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC). (2011). Evolving Water Use Regulations British Columbia Shale Gas. 7th Annual Spring Water Forum May 2011
- Pickels, M. (2010). Moon's Atlas Energy Resources fined \$85K for environmental violations, January 09, 2010, URL: [http://www.pittsburghlive.com/x/dailycourier/s\\_661458.html#ixzz1Q1X8kCXz](http://www.pittsburghlive.com/x/dailycourier/s_661458.html#ixzz1Q1X8kCXz)
- PLTA (2010). Marcellus Shale Drillers in Pennsylvania Amass 1614 Violations since 2008, Pennsylvania Land Trust Association (PLTA), September 1, 2010, URL: <http://conserveland.org/violationsrpt>
- Quicksilver. (2005). The Barnett Shale: A 25 Year “Overnight” Success. May 2005
- Raestadt (2004). Nils Raestadt. Paris Basin – The geological foundation for petroleum, culture and wine, GeoExpoPro June 2004, p. 44-48, URL: [http://www.geoexpo.com/sfiles/7/04/6/file/paris\\_basin01\\_04.pdf](http://www.geoexpo.com/sfiles/7/04/6/file/paris_basin01_04.pdf)

- Resnikoff M. (2019). Memo. June 2010. URL: [http://www.garyabraham.com/files/gas\\_drilling/NEWSNY\\_in\\_Chemung/RWMA\\_6-30-10.pdf](http://www.garyabraham.com/files/gas_drilling/NEWSNY_in_Chemung/RWMA_6-30-10.pdf)
- RRC (2011) see Texas Railroad Commission (2011)
- Safak S. (2006). Discussion and Evaluation of Mining and Environment Laws of Turkey with regard to EU Legislation. September 2010. URL: <http://www.belgeler.com/blg/lgt/discussion-and-evaluation-of-mining-and-environment-laws-of-turkey-with-regard-to-eu-legislation-turk-maden-ve-cevre-kanunlarinin-avrupa-birligi-mevzuatiyla-karsilastirilmesi-ve-degerlendirilmesi> [6.6.2011]
- Schaefer (2010). Keith Schaefer, The Paris Basin Oil Shale Play, Oil and Gas Investments Bulletin, 30<sup>th</sup> December 2010, see at <http://oilandgas-investments.com/2010/investing/the-paris-basin-oil-shale-play/>
- Schein G.W., Carr P.D., Canan P.A., Richey R. (2004). Ultra Lightweight Proppants: Their Use and Application in the Barnett Shale: SPE Paper 90838 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September, Houston, Texas.
- Schuetz M (European Commission: Policy Officer Indigenous Fossil Fuels) (2010). Schiefergas: Game-Changer für den europäischen Gasmarkt? October 2010
- SDWA (1974). Safe Drinking Water Act, codified generally at 42 U.S.C. 300f-300j-25, Public Law 93-523, see art. 1421(d).
- SGEIS (2009) Supplemental Generic Environmental Impact Statement (SGEIS) prepared by the New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC), Division of Mineral Resources on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program, Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs, Draft September 2009, URL: <http://dec.ny.gov/energy/45912.html>, and Final Report 2010, URL: <http://www.dec.ny.gov/energy/47554.html>
- Stapelberg H. H. (2010). Auf der Suche nach neuem Erdgas in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen. Oktober 2010
- Sumi L. (2008). Shale gas: focus on Marcellus shale. Report for the Oil & Gas Accountability Project/ Earthworks. May 2008
- Swanson V.E. (1960). Oil yield and uranium content of black shales, USGS Series Numbered No. 356-A, URL: <http://pubs.er.usgs.gov/publication/pp356A>
- Sweeney M. B, McClure S., Chandler S., Reber C., Clark P., Ferraro J-A., Jimenez-Jacobs P., Van Cise-Watta D., Rogers C., Bonnet V., Shotts A., Rittle L., Hess S. (2010). Marcellus Shale Natural Gas Extraction Study - Study Guide II - Marcellus Shale Natural Gas: Environmental Impact. January 2010
- Talisman (2011). A list of all notices of violations by Talisman received from the PA DEP, are listed at URL: [http://www.talismanusa.com/how\\_we\\_operate/notices-of-violation/how-were-doing.html](http://www.talismanusa.com/how_we_operate/notices-of-violation/how-were-doing.html)
- TCEQ (2010). Health Effects Review of Barnett Shale Formation Area Monitoring Projects including Phase I (August 24-28, 2009), Phase II (October 9-16, 2009), and Phase III (November 16-20, 2009): Volatile Organic Compound (VOCs), Reduced Sulfur Compounds (RSC), Oxides of Nitrogen (NOx), and Infrared(IR) Camera Monitoring, Interoffice Memorandum, Document Number BS0912-FR, Shannon Ethridge, Toxicology Division, Texas Commission on Environmental Quality, January 27, 2010.

- Teßmer D. (2011). Stellungnahme Landtag NRW 15/621 zum Thema: "Unkonventionelle Erdgasvorkommen: Grundwasser schützen – Sorgen der Bürger ernst nehmen – Bergrecht ändern". Report on legal framework concerning exploitation of shale gas. May 2011.
- Texas Rail Road Commission (RRC). (2011). URL: <http://www.rrc.state.tx.us/>
- Thonhauser (2010): G. Thonhäuser. Presentation at the Global Shale Gas Forum, Berlin, 6-8<sup>th</sup> September 2010, Cited in "The Drilling Champion of Shale gas", Natural Gas for Europe, URL: <http://naturalgasforeurope.com/?p=2342>
- Thyne G. (2008). Review of Phase II Hydrogeologic Study, Prepared for Garfield County, December 20, 2008, URL: [http://cogcc.state.co.us/Library/Presentations/Glenwood\\_Spgs\\_HearingJuly\\_2009/GlenwoodMasterPage.html](http://cogcc.state.co.us/Library/Presentations/Glenwood_Spgs_HearingJuly_2009/GlenwoodMasterPage.html)
- Tiess G. (2011). Legal Basics of Mineral Policy in Europe – an overview of 40 countries. Springer, Wien, New York.
- Total (2011). The main sources of unconventional gas, internet presentation of Total. URL: <http://www.total.com/en/our-energies/natural-gas-/exploration-and-production/our-skills-and-expertise/unconventional-gas/specific-fields-201900.html> [15.06.2011]
- United States Environmental Protection Agency (EPA), Office of Research and Development. (2011). Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. February 2011
- US EIA, (2011). World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the US, US- Energy Information Administration, April 2011. URL: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/?src=email>
- UWS Umweltmanagement GmbH. All relevant legislation on german and european level concerning environmental protection, security at work, emissions, etc. URL: [http://www.umwelt-online.de/recht/wasser/ueber\\_eu.htm](http://www.umwelt-online.de/recht/wasser/ueber_eu.htm) [6.6.2011]
- Waxman H., Markey E., DeGette D. (United States House of Representatives Committee on Energy and Commerce) (2011). Chemicals Used in Hydraulic Fracturing. April 2011. URL: <http://democrats.energycommerce.house.gov/sites/default/files/documents/Hydraulic%20Fracturing%20Report%204.18.11.pdf> [6.6.2011]
- Weber L. (2006). Minerals Policy in Austria in the Framework of EU Legislation. Presentation at TAIEX-Meeting Tallinn 2006. URL: [http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taix/presentations/Taix\\_tallinn\\_weber.pdf](http://www.ene.ttu.ee/maeinstituut/taix/presentations/Taix_tallinn_weber.pdf) [6.6.2011]
- WEC (2010). 2010 Survey of Energy Resources, World Energy Council, London, 2010, URL: [www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org)
- WEO (2011). World Energy Outlook 2011, special report: Are we entering a golden age of gas?, International Energy Agency, Paris, June 2011, URL: [http://www.worldenergyoutlook.org/golden\\_age\\_gas.asp](http://www.worldenergyoutlook.org/golden_age_gas.asp)
- Witter R., Stinson K., Sackett H., Putter S. Kinney G. Teitelbaum D., Newman L. (2008). Potential Exposure-Related Human Health Effects of Oil and Gas Development: A White Paper, University of Colorado Denver, Colorado School of Public Health, Denver, Colorado, and Colorado State University, Department of Psychology, Fort Collins, Colorado, September 15, 2008.

- Wolf (2009). Town of Dish, Texas, Ambient Air Monitoring Analysis, Final Report, prepared by Wolf Eagle Environmental, September 15, 2009, URL: [www.wolfeagleenvironmental.com](http://www.wolfeagleenvironmental.com)
- Wood R., Gilbert P., Sharmina M., Anderson K. (2011). Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts. January 2011
- Zeeb H., Shannoun F. (2009). WHO handbook on indoor radon: a public health perspective. World Health Organization (WHO) 2009

## ANEXO: FACTORES DE CONVERSIÓN

**Cuadro: Unidades utilizadas habitualmente en los Estados Unidos**

Unidad	Equivalente internacional normalizado
1 pulgada (in)	2,54 cm
1 pie (ft)	0,3048 m
1 yarda (yd)	0,9144 m
1 milla (mi)	1,609344 km
1 pie cuadrado (sq ft) o (ft <sup>2</sup> )	0,09290341 m <sup>2</sup>
1 acre	4046,873 m <sup>2</sup>
1 pie cúbico (cu ft) o (ft <sup>3</sup> )	28,31685 litros
1 yarda cúbica (cu yd) o (yd <sup>3</sup> )	0,7645549 m <sup>3</sup>
1 acre-pie (acre ft)	1233,482 m <sup>3</sup>
1 galón norteamericano (gal)	3,785412 litros
1 barril de petróleo (bbl)	158,9873 litros
1 bushel (bu)	35,23907 litros
1 libra (lb)	453,59237 g
1 tonelada (corta)	907,18474 kg
Grados Fahrenheit	$(5/9) * (F - 32)^\circ C$
1 unidad térmica inglesa (BTU) o (Btu)	1 055,056 J

Fuente: [http://en.wikipedia.org/wiki/US\\_units\\_of\\_measurement](http://en.wikipedia.org/wiki/US_units_of_measurement)

DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICAS INTERIORES

## DEPARTAMENTO TEMÁTICO POLÍTICA ECONÓMICA Y CIENTÍFICA **A**

### Cometido

Los departamentos temáticos constituyen unidades de análisis que prestan asesoramiento especializado a comités, delegaciones interparlamentarias y otros órganos parlamentarios.

### Áreas políticas

- Asuntos Económicos y Monetarios
- Empleo y Asuntos Sociales
- Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria
- Industria, Investigación y Energía
- Mercado Interior y Protección del Consumidor

### Documentos:

Visite la web del Parlamento Europeo: <http://www.europarl.europa.eu/studies>

CRÉDITOS DE LAS FOTOGRAFÍAS:  
iStock International Inc.

