



Secretaría Confederal de  
Salud Laboral y Medio Ambiente



# DOSSIER

# FRACKING

**Julio - 2013**



Secretaría Confederal de  
Salud Laboral y Medio Ambiente



# DOSSIER

## UGT FRACKING



## Introducción

Este dossier incluye documentación e información de diversas organizaciones y entidades, relativa a los riesgos y oportunidades de la tecnología de Fractura Hidráulica (Fracking) utilizada para la extracción de gas no convencional.

El contenido del dossier refleja la controversia que este asunto suscita desde el punto de vista social y ambiental por los importantes riesgos que comporta la utilización de la tecnología, y que actualmente no están cubiertos suficientemente por una legislación común de ámbito europeo que garantice su control.

Se incluyen:

- Resumen sobre el Informe del Parlamento Europeo acerca de las repercusiones de la extracción de gas y petróleo de esquisto en el medio ambiente y la salud humana (septiembre 2011) y un artículo sobre la tecnología de fracturación hidráulica y la extracción de gas en yacimientos no convencionales (Revista Cuaderno de la Energía-2010).
- Informes sobre Fracking elaborados por distintas entidades con perspectivas diferentes.
- Posicionamientos de distintas organizaciones sobre la aplicación del Fracking en España.
- Plataformas contra el Fracking en España

La documentación y referencias que se aportan ofrecen elementos básicos para la reflexión y elaboración de una opinión fundada adecuadamente sobre la situación y perspectivas de la aplicación de esta tecnología en España, dentro del contexto europeo.

## **Nota sobre el Estudio “El Impacto Ambiental des Sistema de Fracturación Hidráulica” (Comisión PE de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria)**

### **Introducción**

El desarrollo de las tecnologías de exploración y perforación de de pozos de hidrocarburos están permitiendo el acceso a recursos de gas no convencionales. La mayoría de estos desarrollos y avances se están produciendo en Estados Unidos, único país en la actualidad en el que se están aplicando estas tecnologías para la explotación masiva de de gas natural no convencional, lo que está teniendo una fuerte incidencia en el mercado mundial de gas natural.

Se define como **gas natural no convencional**, de acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía, el gas que es más difícil o más caro de producir tecnológicamente que el gas convencional, debido a que se encuentra confinado en rocas de baja porosidad y baja permeabilidad. Los gases no convencionales se clasifican en:

- Metano en capas de carbón (coal bed methane)
- Gas en areniscas de baja permeabilidad (tight gas)
- Gas en esquistos o pizarras (shale gas)

La **extracción de gas en esquistos o pizarras** se lleva a cabo mediante la **tecnología denominada Fracturación Hidráulica**. Consiste básicamente en realizar fracturas horizontales desde el pozo de perforación a través de la roca o pizarra donde está atrapado el gas. Para provocar las fracturas se utiliza una mezcla de agua a presión, arena y fluidos de alta viscosidad (aditivos químicos). Una vez que se han producidos las fracturas y liberado el gas, el fluido mezcla retorna a la superficie incorporando otras sustancias contenidas en las rocas como metales pesados y elementos radiactivos.

La tecnología de fracturación hidráulica suscita una importante preocupación por el **impacto ambiental** derivado de la contaminación de acuíferos, como consecuencia de la propagación de la fractura de las capas de esquistos (hasta 500-1000 m) por el plano de la formación y la posibilidad de alcanzar a los acuíferos adyacentes.

La Agencia de Protección Ambiental (EPA) de Estados Unidos ha puesto en marcha una investigación para analizar los posibles impactos negativos de esta técnica sobre la calidad del agua y la salud pública. También en Sudáfrica y Canadá se han establecido moratorias sobre la utilización de esta tecnología a la espera de resultados de estudios medioambientales más detallados.

En Europa, los países pioneros en la aplicación de la fracturación hidráulica para extracción de gas de pizarra son Polonia, Reino Unido y Bulgaria. Otros países están iniciando prospecciones sobre su posible uso y Polonia podría sumarse a corto plazo a la utilización masiva de esta tecnología. Francia prohibió mediante Ley en 2011 la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos líquidos o gaseosos mediante la tecnología de fracturación hidráulica, basándose en el principio de precaución respecto a los riesgos que esta actividad implica para el medio ambiente y la salud humana por contaminación de acuíferos y utilización de sustancias químicas peligrosas. Se creó además una Comisión Nacional de seguimiento y evaluación con participación de distintas organizaciones y entidades, incluidos los agentes económicos y sociales.

En este contexto de preocupación social por el impacto ambiental que suscita la aplicación de la fracturación hidráulica, *el Parlamento Europeo* ha reaccionado solicitando, a través de su *Comisión de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria*, un **estudio sobre el impacto de la extracción del petróleo y gas de pizarra mediante la técnica de fractura hidráulica sobre el medio ambiente y la salud humana**. El estudio ha sido realizado por el Instituto Wuppertal para el Clima, el Medio Ambiente y la Energía: European Parliament "Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health" 2011. El documento pone de manifiesto la carencia de normativa que regule adecuadamente esta actividad en el marco europeo.

## **Resumen Ejecutivo del Informe “Impacto de la extracción del petróleo y gas pizarra sobre el Medio Ambiente y la salud humana”**

### ***Síntesis***

Este estudio analiza los posibles impactos de la fractura hidráulica sobre el medio ambiente y sobre la salud humana. Los datos cuantitativos y los impactos cualitativos se toman de la experiencia en EEUU, ya que la extracción de gas de pizarra en Europa todavía está en un estadio incipiente, mientras que en EEUU hace más de 40 años que se aplica, habiéndose perforado ya más de 50.000 pozos.

También se evalúan las emisiones de gases de efecto invernadero en una revisión crítica de la bibliografía existente y con cálculos propios. Se reexamina la legislación europea con respecto a las actividades de fractura hidráulica y también se proponen recomendaciones para trabajos futuros.

Se evalúan los recursos potenciales de gas y la futura disponibilidad de gas de pizarra frente al suministro actual de gas y su probable desarrollo futuro.

El documento íntegro original en español se puede descargar de sitio web:

[http://fracturahidraulicano.info/sites/fracturahidraulicano.info/files/media/documentos/shale-gas\\_parlamento\\_europeo-es\\_0.pdf](http://fracturahidraulicano.info/sites/fracturahidraulicano.info/files/media/documentos/shale-gas_parlamento_europeo-es_0.pdf)

### ***Impactos Medioambientales***

#### **✓ Contaminación de aguas subterráneas y superficiales**

La contaminación de aguas subterráneas es uno de los principales riesgos, debido a escapes de fluidos o vertidos, fugas del líquido de fracturación, y descargas no controladas de aguas residuales.

Los fluidos utilizados para fracturar contienen sustancias químicas, muchas de las cuales tienen propiedades tóxicas, cancerígenas o peligrosas, y el flujo que se obtiene después de la fractura contiene además metales pesados y materiales radiactivos

procedentes del yacimiento. Según un estudio del Tyndall Centre (Univ de Manchester) sobre el impacto de extracción del gas de pizarra, la profundidad de la roca de extracción es un factor determinante para identificar vías de contaminación de acuíferos debido a las sustancias químicas utilizadas en esta tecnología

La experiencia de los Estados Unidos nos enseña que se producen muchos accidentes, que pueden resultar dañinos para el medio ambiente y para la salud humana por contaminación de aguas superficiales. Estos accidentes son debidos en muchos casos a tratamientos incorrectos, filtraciones o derrames por error humano, ruptura de equipos (tanques, tuberías, etc), y derrames durante el transporte.

✓ **Gestión de residuos**

El flujo de retorno mezcla de importantes cantidades de agua, aditivos químicos con propiedades tóxicas y otros elementos que migran (metales pesados, radiactividad y materiales radiactivos de origen natural) desde el interior del yacimiento, deben tratarse como residuos peligrosos.

✓ **Uso excesivo de agua**

Esta tecnología requiere la utilización de grandes cantidades de agua para enfriar, lubricar y extraer tierra de perforación, en una primera fase, y posteriormente para la inyección de agua presurizada.

✓ **Emisiones de GEI**

Las emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente metano y CO<sub>2</sub>, asociadas a la tecnología de fracturación hidráulica tendrían un impacto muy relevante en el balance de GEI. La extracción y procesamiento de gas natural no convencional aportaría unas emisiones indirectas de entre 18 y 23 g de CO<sub>2</sub> equivalente por MJ.

Las emisiones debidas a la intrusión de metano en acuíferos todavía no han sido evaluadas. Las emisiones del gas natural no convencional, dependiendo de múltiples factores, pueden ser tan bajas como las del gas convencional, o si se considera su ciclo de vida completo pueden ser tan altas como las del carbón.

✓ **Riesgo químico**

El uso de sustancias químicas tóxicas y peligrosas para la extracción de gas pizarra por la tecnología de fracturación hidráulica lleva asociado uno de los principales riesgos que implica este proceso. Además, es muy difícil obtener información acerca de las sustancias utilizadas. Entre otras, se sabe que se utilizan benceno, etilbenceno y tolueno, sustancias identificadas como muy peligrosas para la salud y el medio ambiente (cancerígenas, mutágenas y disruptoras endocrinas). La dificultad de acceder a información sobre las sustancias que se utilizan dificulta la realización de la evaluación de riesgos de esta tecnología.

Diversas organizaciones en Estados Unidos exigen que se divulguen las componentes de las mezclas que se utilizan en la perforación y fracturación hidráulica. En Europa organizaciones que trabajan en el ámbito del riesgo químico, señalan que sólo 10 de las 600 sustancias utilizadas en este proceso están registradas en el Reglamento REACH, lo que implica que el resto de las sustancias que se utilizan se hace de manera ilegal.

✓ **Alta ocupación del terreno**

Las plataformas de perforación y extracción de petróleo y gas pizarra, las infraestructuras de transporte, carreteras de acceso, aparcamiento, y el equipamiento para procesado del gas supone un elevado movimiento de tierras y elevada ocupación de terreno, que puede afectar a otras actividades productivas, al paisaje y, especialmente a zonas de turismo.

- ✓ Otras emisiones a la atmósfera: contaminación por transporte y emisiones sonoras (ruidos por construcción de infraestructuras y por perforadoras).



## **Marco Regulatorio de la UE**

A nivel de la UE, no hay un marco global regulatorio para las actividades mineras. Sin embargo, existen cuatro Directivas específicamente diseñadas para las actividades mineras y hay un sinnúmero de Directivas y Regulaciones que afectan a la industria extractiva que no son específicas de las actividades mineras.

Centrándose en legislación concerniente al medio ambiente y a la salud humana, cabe señalar 36 Directivas más relevantes sobre: aguas, protección del medio ambiente, seguridad laboral, protección de las radiaciones, residuos, productos químicos y accidentes asociados

A pesar de la multitud de legislación relevante en varios campos, los riesgos específicos de la tecnología de fracturación hidráulica no están suficientemente cubiertos. Cabe destacar nueve lagunas importantes:

1. Falta de una Directiva marco sobre actividades mineras.
2. Umbral insuficiente (demasiado alto) en la Directiva de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) para la extracción de gas natural.
3. No obligatoriedad de la declaración de materiales peligrosos,
4. No se exige la supervisión de productos químicos que permanecen en la tierra.
5. No existe una Referencia de Mejor Técnica Disponible (RMTD) para la fractura hidráulica.
6. Los requerimientos para el tratamiento de las aguas residuales no están definidos suficientemente, y las capacidades de las instalaciones de procesamiento de aguas serían probablemente insuficientes si se prohibieran las inyecciones subterráneas de residuos.
7. Insuficiente participación pública en la toma de decisiones a niveles regionales.
8. Insuficiente eficacia de la Directiva marco del agua respecto al impacto en el medio acuático de la utilización de esta tecnología.
9. No obligatoriedad del Análisis de Ciclo de Vida.

## **Recomendaciones**

- ✓ No hay ninguna Directiva Europea de Minas ni se ha realizado un análisis detallado, exhaustivo y accesible públicamente del marco regulatorio de la extracción del gas de pizarra y el petróleo de rocas duras. Ambos deberían desarrollarse.
- ✓ El marco regulatorio actual de la UE sobre la fractura hidráulica, que es el elemento central en la extracción de gas de pizarra y petróleo de rocas duras, tiene varias lagunas. Lo que es aún más importante, el umbral que se exige para llevar a cabo Evaluaciones de Impacto Ambiental sobre las actividades de fractura hidráulica en extracción de hidrocarburos es más permisivo que para cualquier actividad industrial de este tipo, y por tanto, se debería disminuir sustancialmente.
- ✓ Se debería reevaluar la Directiva marco del agua con especial atención respecto a las actividades de fractura y sus posibles impactos en el agua de superficie.
- ✓ El Análisis de Ciclo de Vida (ACV) es una buena herramienta útil que permitiría evaluar los beneficios globales para la sociedad y sus ciudadanos, proporcionando minuciosos análisis de costes/beneficios. Se debería desarrollar una aproximación armonizada de esta herramienta en la UE 27 por autoridades responsables, que permita realizar las evaluaciones de ACV y debatirlas con la ciudadanía.
- ✓ Debería evaluarse si, con carácter general, debiera prohibirse el uso de productos químicos. Al menos, deberían ser conocidos públicamente todos los productos químicos utilizados. Debería restringirse el número de productos químicos permitidos y su uso debería ser monitorizado. Se deberían recopilar estadísticas a nivel europeo sobre las cantidades inyectadas y el número de proyectos desarrollados.
- ✓ Se debería reforzar la toma de decisiones de las autoridades regionales sobre proyectos que impliquen fractura hidráulica. La participación pública y las evaluaciones ACV deberían ser obligatorias para tomar estas decisiones.

- ✓ La monitorización de los cursos de agua superficial y de las emisiones a la atmósfera deberían ser obligatorios en las zonas donde se hayan concedido permisos para la realización de proyectos.
- ✓ Se deberían recoger estadísticas de accidentes y quejas ocurridos a nivel europeo. Una autoridad independiente debería recoger y examinar las quejas presentadas en las zonas donde los proyectos estén permitidos.
- ✓ Dada la compleja naturaleza de los posibles impactos y riesgos para el medio ambiente y la salud humana de la tecnología de fractura hidráulica, debería considerarse la necesidad de desarrollar una nueva Directiva a nivel Europeo regulando todas las cuestiones sobre este área de manera exhaustiva

### ***Disponibilidad de los recursos de gas de pizarra y su papel en una economía baja en carbono***

Dado que en Europa la exploración de gas no convencional está en sus inicios, no se conoce todavía el potencial de este recurso. Algunos países están haciendo exploraciones y la zona del Báltico, especialmente Polonia, parece ser una de las áreas que albergaría una parte importante del gas no convencional europeo. No obstante, los recursos europeos de gas de pizarra no parece que sean equivalentes a las reservas norteamericanas.

Es necesario reconsiderar la evaluación del potencial de recursos disponibles de gas natural no convencional en el contexto de la producción del gas convencional, considerando que:

- La producción de gas Europea de gas ha decrecido en los últimos años y se espera que siga decreciendo alrededor de un 30% o más hasta 2035.
- Se espera que la demanda Europea de gas siga creciendo hasta 2035.



- Las importaciones de gas natural aumentarán inevitablemente si estas tendencias se hacen realidad.
  
- No está garantizado, en ningún caso, que las importaciones adicionales requeridas del orden de 100 bcm al año o más puedan hacerse realidad.
  
- Los recursos de gas no convencional en Europa son demasiado escasos para influir sustancialmente en las tendencias mencionadas. Este efecto se confirma aún más, teniendo en cuenta que los perfiles de producción típicos sólo permiten extraer una parte de estos recursos. Además, las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al suministro de gas no convencional son significativamente más elevadas que las del suministro de gas convencional.
  
- Los compromisos ambientales y requisitos en materia de legislación medio ambiental también aumentarán los costes de los proyectos y dilatarán su desarrollo. Ello reducirá el potencial de contribución de estos recursos a la consolidación de una economía baja en carbono.
  
- Es probable que las inversiones en proyectos de gas de pizarra, si se consolidaran, pudieran tener un impacto de corta duración sobre el suministro de gas, pero podría resultar contraproducente justo en el momento en el que el mensaje a los consumidores debería ser de modificación de hábitos de consumo para reducir la dependencia energética vía el ahorro y eficiencia y la sustitución de fuentes energéticas convencionales por fuentes de generación de origen renovable.



### **Referencias Bibliográficas**

- [http://fracturahidraulicano.info/sites/fracturahidraulicano.info/files/media/documentos/shale-gas\\_parlamento\\_europeo-es\\_0.pdf](http://fracturahidraulicano.info/sites/fracturahidraulicano.info/files/media/documentos/shale-gas_parlamento_europeo-es_0.pdf) , Documento en inglés del Estudio “Impacto de la extracción de petróleo y gas pizarra mediante la técnica de fractura hidráulica sobre el medio ambiente y la salud humana”
- Alejandro Alonso Suárez, Marta Mingo González de Comisión Nacional de la Energía (CNE) “*La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas)*” Cuadernos de Energía nº28. Junio de 2010.

19/enero/2012

28  
Junio  
2010

# CUA DER NOS *DE ENERGÍA*



# Índice

La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas). Una revolución silenciosa.	
<b>Alejandro Alonso Suárez. Subdirector de Transporte, Distribución y Calidad de Servicio de Gas, Comisión Nacional de Energía.</b>	
<b>Marta Mingo González. Técnico de la Dirección de Gas. Comisión Nacional de Energía.</b>	5
Seguridad de suministro: El caso del carbón	
<b>Eloy Álvarez Pelegrí. Director de Inteligencia Corporativa Grupo Gas Natural Fenosa</b>	18
Hacia una "Comunidad Europea de la Energía: un proyecto de Jacques Delors	
<b>Pablo Benavides Salas. Embajador de España. Ex-director General de Energía de la Comisión Europea</b>	47
Camino hacia la independencia energética de la Unión Europea	
<b>Cristóbal Burgos Alonso. Consejero Fuentes de Energía Convencionales. Dirección C DG Energía y Transporte. COMISIÓN EUROPEA</b>	52
Oportunidades de financiación y opciones jurídicas para la futura Iniciativa Industrial Europea sobre Fisión Nuclear Sostenible del Plan Estratégico Europeo de Tecnologías Energéticas	
<b>Enrique Doheijo. Senior Manager DELOITTE</b>	58
Rebus sic Stantibus	
<b>Iñaki Garay Zabala. Director de Redacción de Expansión</b>	72
Las otras vidas de los vehículos	
<b>Marta Gómez y Almudena Muñoz. Fundación FITSA</b>	74
Los retos del Plan Solar Mediterráneo: realidades e interrogantes	
<b>José María Marín Quemada. Catedrático de Economía Aplicada-Política Económica. Director, Grupo de Investigación en Economía Política Internacional-Energía, UNED</b>	
<b>Gonzalo Escribano Francés. Profesor Titular de Economía Aplicada-Política Económica. Grupo de Investigación en Economía Política Internacional-Energía, UNED</b>	81
El mercado de la electricidad en el año 2009 y algunas reflexiones sobre aspectos de su funcionamiento	
<b>Pedro J. Mejía Gómez. Presidente y CEO de OMEL</b>	86

# La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas). Una revolución silenciosa

**Alejandro Alonso Suárez.**

Subdirector de Transporte, Distribución y Calidad de Servicio de Gas, Comisión Nacional de Energía.

**Marta Mingo González**

Técnico de la Dirección de Gas, Comisión Nacional de Energía.

Los avances en nuevas técnicas de exploración y perforación, como la fracturación hidráulica y la perforación horizontal, están permitiendo un mejor acceso a los recursos de gas no convencional a precios competitivos, lo que está teniendo un gran impacto en los mercados globales del gas. Este artículo expone el estado actual de la tecnología, así como los recientes desarrollos de la producción de reservas de gas no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas

compactas): proyectos pioneros, tecnología, mayores yacimientos de gas no convencionales como el de Barnett en Tejas, producción actual, tendencias de costes y reservas potenciales.

Actualmente, la mayor parte de la producción de gas no convencional está localizada en los Estados Unidos y Canadá, mientras que estos recursos permanecen casi sin explotar en el resto del mundo. El rápido desarrollo de los recursos de gas no

convencional, en especial en los últimos tres años, ha transformado el mercado de gas en Norteamérica y ha permitido que en 2009 Estados Unidos haya superado a Rusia como primer productor de gas del mundo. En total, los recursos de gas no convencional pueden añadir entre 60 y 200 % de las reservas mundiales de gas. No obstante, aún es pronto para evaluar en qué medida el desarrollo de la producción de gas no convencional se puede extender al resto del Mundo.

<sup>1</sup> Alejandro Alonso Suárez trabaja en la Comisión Nacional de Energía, C/Alcalá 47- 28014-Madrid (e-mail: aas@cne.es)

Marta Mingo González trabajo en la Comisión Nacional de Energía, C/Alcalá 47- 28014-Madrid (e-mail: mmg@cne.es).



## I. Introduction

ENCONTRAR nuevas reservas de petróleo se está convirtiendo en una actividad cada vez más difícil [1]. En un artículo reciente, Kjell Aleklett [2] consideraba que la producción global de petróleo probablemente había sobrepasado su máximo, y que el Mundo había alcanzado el punto culminante de la Era del Petróleo (también conocido como Pico de Hubbert). El ritmo de descubrimientos de nuevas reservas de petróleo es menor que el ratio actual de consumo, y cinco de cada seis países productores de petróleo tiene una producción descendente. En el año 2008, las reservas probadas de petróleo disminuyeron un 0,2%, mientras que las reservas probadas de gas, con un volumen estimado de 185000 bcm, se elevaron un 4,5% [3].

Todas las predicciones apuntaban a que la producción de gas natural en los Estados Unidos iba a empezar a declinar a comienzos del siglo XXI, y de hecho, la producción de gas convencional alcanzó su máximo hace 15 años.

Sin embargo, en la última década, la producción interna de gas en los Estados Unidos se ha mantenido, e incluso se ha incrementado en 2008. Más sorprendente aún: las reservas probadas de gas en los Estados Unidos se han incrementado un 40% desde 2006, y en el año 2009, Estados Unidos se ha convertido en el primer productor de gas en el mundo, por delante de Rusia. La mayoría del crecimiento de la producción de gas en los Estados Unidos y otros países desarrollados como Australia procede de fuentes no convencionales de gas natural que estaban consideradas hasta fechas recientes como recursos no recuperables.

Nuevas y avanzadas técnicas de exploración y perforación de pozos están permitiendo

de manera progresiva un mejor acceso a los recursos de gas no convencionales a precios competitivos, así que el gas "no convencional" se está volviendo "convencional". Dado que la mayoría de los desarrollos y descubrimientos están teniendo lugar en los Estados Unidos, están teniendo un impacto enorme sobre el mercado global del gas natural.

Como prueba del interés de la industria en el gas no convencional, en diciembre de 2009, ExxonMobil anunció la compra de XTO Energy, el mayor productor de gas independiente de los Estados Unidos, y una de las principales compañías que operan en el yacimiento de esquistos de Barnett (Texas), por 31 000 millones de dólares.

La Agencia Internacional de la Energía define el gas no convencional como el gas que es tecnológicamente más difícil o más caro de producir que el gas convencional. Los recursos de gas no convencionales se clasifican en metano en capas de carbón (*coal bed methane*), gas en areniscas de baja permeabilidad (*tight gas*) y gas en esquistos o pizarras (*shale gas*). Otros enormes recursos de gas no convencional son los hidratos de carbono (moléculas de metano atrapadas en compuestos helados de agua), pero no se espera que contribuyan a la producción de gas en los próximos 20 años.

Este artículo presenta un resumen de la situación actual y los recientes desarrollos de la producción de gas no convencional: tecnología, proyectos pioneros y mayores yacimientos no convencionales, producción actual, costes, tendencias y reservas potenciales.

## II. Gas en Arenas Compactas (Tight Gas)

Se conoce como **gas en arenas compactas (Tight Gas)** al gas natural presente

en yacimientos de baja porosidad y baja permeabilidad. Los yacimientos son generalmente formaciones areniscas, aunque también se puede encontrar en formaciones calizas.

Muchas veces estas formaciones geológicas son similares a los yacimientos convencionales, de manera que no hay una separación clara entre los dos tipos de yacimiento. La definición estándar para un yacimiento de arenas compactas es aquel que tiene una roca matriz con una porosidad menor del 10% y una permeabilidad menor o igual a 0,1 millidarcy. La baja permeabilidad se debe a la fina naturaleza de los sedimentos y a la compactación de los mismos

La producción de gas de un yacimiento de arenas compactas es menor que la de un yacimiento convencional, y para recuperar el gas, se deben perforar un número mayor de pozos. Además, requieren técnicas de fracturación múltiple para obtener cantidades significativas de gas.

La exploración de los yacimientos de arenas compactas se diferencia de los yacimientos convencionales en que pueden ser reservorios continuos, consistentes en una capa de sedimentos saturada de gas o petróleo. Los yacimientos convencionales tienen fronteras mucho más definidas, y además suelen tener contacto con un acuífero en su parte inferior. La mayoría de los yacimientos no convencionales están saturados con gas, en lugar de petróleo.

Aunque algunos yacimientos continuos pueden encontrarse a poca profundidad, la mayoría se encuentran situados a grandes profundidades, de 3000 metros o superiores.

Una de las claves para producir estos vastos recursos es localizar áreas y pozos de

producción donde abundan las fracturas naturales (conocidos como puntos “dulces” – sweet spots). La distribución, orientación y densidad de estas fracturas es clave para la planificación y construcción de los pozos de perforación en estos yacimientos. La identificación de las mejores localizaciones para los pozos de perforación requiere un conjunto de técnicas de evaluación, como las técnicas de interpretación sísmica.

Salvo en los casos de encontrar fracturas naturales, prácticamente todos los yacimientos de arenas compactas requieren técnicas de estimulación hidráulica para obtener una producción de gas rentable.

#### A. Distribución de los recursos de gas en arenas compactas

Aunque los recursos de gas en arenas compactas están distribuidos por todo el planeta, las mayores concentraciones se encuentran en Norteamérica, Rusia y China.

Las estimaciones sitúan el volumen de estos recursos en 310000 bcm. Hasta la pasada década, se consideraba que la producción de gas de arenas compactas no era rentable, pero las mejoras de la tecnología han hecho que aumente de manera notable la cantidad de gas no convencional que se considera recuperable.

Sólo con una tasa de recuperación del 10% del gas de este tipo de reservorios, se garantizaría un aumento en las reservas de 30000 bcm, una suma muy significativa sobre las 180000 reservas actuales de gas en el Mundo. Sin embargo, la producción de este gas aún se enfrenta a numerosos retos, técnicos y financieros.

En el presente, la mayoría de los desarrollos de gas en arenas compactas se han producido en Estados Unidos y Canadá, mien-

tras que permanecen sin explotar fuera de Norteamérica, al igual que otros recursos no convencionales.

#### B. Producción de gas de arenas compactas en EEUU

Las arenas compactas constituyen hoy la mayor fuente de gas no convencional en los Estados Unidos, con una producción anual entre 160 y 180 bcm, lo que representa aproximadamente el 30% de la producción de gas seco, con más de 100000 pozos de perforación en producción. En Canadá, el gas en arenas compactas supone el 15% de la producción de gas.

Las empresas pioneras en la producción de gas no convencional no fueron las grandes compañías petrolíferas internacionales, sino que en su mayoría se desarrollaron por operadores pequeños e independientes, especializados en mantener la producción de antiguos campos.

La primera producción a gran escala de arenas compactas se desarrolló en los años setenta en la cuenca de San Juan. La cuenca

de San Juan está localizada entre el noroeste de Nuevo México y el suroeste de Colorado, y tiene actualmente 13000 pozos de producción.

Los rápidos progresos en las técnicas de fracturación provocaron el despegue de la producción de este gas en Estados Unidos, desde 35 bcm en 1995 hasta superar los 150 bcm en 2007.

La mayoría de los recursos de gas en arenas compactas se encuentran en la región montañosa de las Rocosas. El total de recursos recuperables en los Estados Unidos se estima en 9 Tm<sup>3</sup>. (Tabla I)

### III. Gas en Esquistos (Shale Gas)

Se conoce como **gas en esquistos (shale gas)** al gas natural que se encuentra en yacimientos compuestos predominantemente por esquistos o pizarras (una roca sedimentaria de grano que se fractura fácilmente en láminas finas y paralelas).

Los esquistos tienen poca permeabilidad, por lo que la producción de gas en cantida-

**Tabla I**

Principales Cuencas de Gas en Arenas Compactas en EEUU.

Cuencas de Arenas Compactas en EEUU	Producción en 2007 (bcm)	% de la producción de EEUU
San Juan Basin (NM, CO)	35	6,1%
Pinedale (CO)	11	1,9%
S. Piceance (CO)	11	1,9%
Freestone Trend (TX)	7	1,2%
Cotton Valley (TX)	6	1,0%
Otros	121	20,8%
<b>Total EEUU</b>	<b>180</b>	<b>30,9%</b>

Fuente: Energy Information administration, US

des comerciales requiere técnicas de fracturación para aumentar la permeabilidad. Mientras que un pozo en un yacimiento Qatarí puede producir unos 4 millones de metros cúbicos al día, un poco en esquistos, sin estimulación, puede producir sólo 0,15 millones de m<sup>3</sup> al día.

El gas de esquistos ha sido producido durante décadas en las zonas con fracturas naturales; la expansión del gas de esquistos en los últimos años se debe a los éxitos de la tecnología de la fracturación hidráulica para crear extensas fracturas artificiales alrededor de los pozos de exploración. La perforación horizontal también se emplea en las cuencas de esquistos, con longitudes laterales de hasta 3000 metros, con vistas a conseguir la máxima superficie de contacto entre el pozo de perforación y la capa donde está almacenado el gas.

#### A. Recursos de gas de esquistos

Al contrario que la producción de gas convencional, la producción de gas de esquistos no está limitada a trampas o estructuras en las que puede estar confinado el gas, sino que el estrato en el que está confinado el gas se extiende sobre amplias zonas geográficas. Se estima que los recursos potenciales totales de gas de esquistos en los Estados Unidos pueden suponer entre 10 y 25 Tm<sup>3</sup> de recursos recuperables, mayores que el volumen actual de 6,7 Tm<sup>3</sup> de reservas probadas de gas en EEUU.

#### B. Expansión de la producción de gas de esquistos en EEUU

En Estados Unidos, la extracción del gas natural de las formaciones de esquistos comenzó en los primeros tiempos del desarrollo de la producción de gas. Sin embargo, muchos de estos pozos nunca consiguieron producir cantidades apreciables de gas.

El gas de esquistos es actualmente el sector energético de crecimiento más rápido en los Estados Unidos [4], impulsado por los avances en la tecnología y la presencia de amplias cuencas de producción.

En 1996, el gas de esquistos en EEUU producía 8 bcm; en 2006 la producción había aumentado a 30 bcm. En 2005, ya había 14990 pozos en los campos de esquistos, y en 2007 se perforaron un número record de 4185 pozos.

Ya en 2008, la producción de gas de esquistos fue de 55 bcm, más del 10% de la producción total de EEUU, y se espera que sea mayor de 80 bcm en 2009. Las reservas probadas de esquistos a finales de 2008 eran de 858 bcm, con un incremento del 51% sobre el año anterior, y este número todavía no cuenta los recursos estimados en muchas nuevas áreas.

#### C. Principales cuencas de gas de esquistos en EEUU

La mayoría de las cuencas de esquistos en los Estados Unidos se localizan en torno a los Apalaches. Estos reservorios se formaron a partir de lodos en mares poco profundos que existían hace 350 millones de años, en el periodo devónico de la era Paleozoica.

Las dos mayores cuencas de esquistos son la Cuenca de Barnett, en Texas, y la de Marcellus, pero también hay un fuerte crecimiento en la producción de gas en Fayetteville y Haynesville, y crecimientos más modestos en otras regiones.

En Canadá, las principales cuencas de esquistos son Horn River y Montney, ambas en el estado de Columbia Británica. (Tabla II)

**Tabla II**

Principales cuentas de gas de Esquistos en EEUU y Canadá.

Cuentas de esquistos en EEUU	Producción estimada en 2009 (bcm)	% producción en EEUU	Recursos recuperables
Barnett (Texas)	45	7,8%	1080
Fayetteville (Arkansas)	14	2,4%	1350
Haynesville (Louisiana)	9	1,5%	810
Woodford (Oklahoma)	5	0,8%	3510
Marcellus (WV, PA, NY)	2	0,3%	5400
Otros	8	1,4%	0
<b>Total EEUU</b>	<b>84</b>	<b>14,4%</b>	<b>12150</b>
Montnet (Canadá)	6		3510
Horn River (Canadá)	1		2700

Fuente: *Advances Resources International*

De acuerdo con Kuuskraa [5], las siete mayores cuencas de gas de esquistos en Norteamérica (EEUU y Canadá) podrían contener unos 20 Tm<sup>3</sup> de recursos recuperables de gas natural, lo que representa recuperar el 12% del total de recursos de gas de dichos yacimientos.

#### 1) La Cuenca de esquistos de Barnett (Texas)

El interés en el desarrollo de los reservorios de esquistos comienza hace 20 años y su mejor representación se encuentra en el éxito alcanzado en la cuenca de esquistos de Barnett, en Texas.

La cuenca de Barnett es un enorme yacimiento de gas natural que comprende una superficie de 12000 km<sup>2</sup> y se extiende por 17 condados de la cuenca de Fort Worth, Texas. Esta capa de sedimentos ricos en materia orgánica tiene un espesor entre 120 y 240 metros, y se encuentra a una profundidad de unos dos kilómetros de la superficie. Los expertos creen que la cuenca de Barnett es uno de los mayores campos de gas terrestres en los Estados Unidos, que contiene unos 1000 bcm de recursos recuperables de gas natural.

La empresa Mitchell Energy perforó el primer pozo en esta cuenca en 1981. La técnica de fracturación hidráulica a gran escala se empleó por primera vez en la cuenca de Barnett en 1986; asimismo, la primera perforación horizontal se realizó en 1992. En la actualidad, hay más de 10000 pozos de gas natural en la cuenca de Barnett, que es el mayor campo de producción activo en los Estados Unidos, y produce actualmente más del 6 % de la producción de gas de EEUU.

#### 2) La Cuenca de esquistos de Marcellus

La formación de Marcellus cubre un área de 250 000 km<sup>2</sup> de Ohio, West Virginia,

Pensilvania y Nueva York (una superficie equivalente a media España). Estos estados contienen también algunas de las regiones más densamente pobladas de los Estados Unidos.

El primer pozo de producción de la capa de esquistos de Marcellus comenzó a producir en 2005. Las primeras estimaciones indican que el yacimiento puede contener unos 50 Tm<sup>3</sup> de recursos de gas natural.

Utilizando las mismas técnicas de perforación horizontal y fracturación hidráulica que han estado siendo empleadas en la cuenca de Barnett, un 10% de este gas (unos 5000 bcm) pueden ser recuperables. Este volumen de gas natural sería suficiente para suministrar a Estados Unidos por diez años.

Desde 2006, cuando comienza a sospecharse el enorme potencial de la cuenca de Marcellus, muchos propietarios de tierras están recibiendo ofertas de las compañías de petrolíferas para arrendar sus tierras o comprar sus derechos mineros, y muchas compañías han comenzado a hacer pozos de perforación, así que en pocos años, se espera que el área de Marcellus pueda producir tanto gas como la de Barnett.

Un proceso similar está comenzando a tener lugar en las cuencas de Fayetteville y Haynesville, así que podemos esperar un fuerte crecimiento al menos durante los próximos 3 – 5 años.

Sin embargo, un pozo de gas no convencional en general tiene una tasa de declino en la producción más rápida que un poco convencional, lo que significa que es necesario realizar perforaciones de nuevos pozos para mantener la producción.

## IV. Metano en capas de carbón

Se conoce como **metano en capas de carbón (Coal Bed Methane** o las siglas, **CBM**) al gas con alto contenido en metano que procede de yacimientos subterráneos de carbón. Se conoce también con otros nombres como gas natural del carbón (NGC) o gas en capas de carbón (CBG). Se trata de gas natural generado y almacenado en vetas de carbón. Las vetas de carbón tienen un sistema de doble porosidad que comprende microporos, que existen en la matriz del carbón y un sistema de fracturas naturales llamadas planos de exfoliación, que son los macroporos. En un yacimiento de metano en capas de carbón, el agua inunda completamente las capas de carbón, y su presión hace que el metano quede absorbido en las superficies granuladas del carbón.

La capacidad de los yacimientos de carbón para almacenar metano en las capas de carbón depende de la presión en el yacimiento, la composición del carbón, el porcentaje de carbono, la estructura de microporos, las propiedades moleculares del gas adsorbido y la temperatura del yacimiento.

Para producir el metano en capas de carbón primero debe extraerse el agua, reduciendo la presión para que el metano del carbón se libere y fluya hacia el núcleo del pozo. A medida que la cantidad de agua en el carbón disminuye, la producción de gas aumenta.

Las capas de carbón suelen tener baja permeabilidad, por lo que los fluidos no circulan fácilmente a su través a menos que el yacimiento sea estimulado con fracturación hidráulica.

#### A. Recursos de metano en capas de carbón

Probablemente haya metano en capas de carbón extendido por todo el mundo. Se

conoce la existencia de grandes cantidades, particularmente en Australia, Canadá, China, Alemania, India, Indonesia, Polonia, Rusia y Sudáfrica.

Los recursos de metano en capas de carbón se encuentran a profundidades demasiado profundas para la minería pero relativamente superficiales. Es importante señalar que no todo el carbón es adecuado para la producción de metano. Los yacimientos de lignito son pobres en metano. La antracita tiene una alta concentración de gas pero es imposible extraerlo debido a la alta densidad y a la baja proporción de volátiles. El metano se encuentra generalmente en el carbón sub-bituminoso y bituminoso, localizado entre el lignito y la antracita.

La producción de gas natural a partir de yacimientos de carbón es no convencional comparada con la producción en formaciones de areniscas o calizas. Puesto que todavía no existe una tecnología totalmente fiable para evaluar cuánto gas puede extraerse de una determinada capa, la extracción de metano se convierte frecuentemente en un proceso de prueba y error. Para ello, se realizan pozos de prospección, con el objetivo de encontrar una cantidad económicamente viable de metano atrapado. Si la prueba tiene éxito, se perforan otros pozos para producir metano, que una vez en superficie es procesado y transportado al mercado a través de la red de gasoductos.

#### B. La expansión de la producción de metano en capas de carbón en EEUU

Hasta la fecha, la industria del metano en capas de carbón sólo se ha desarrollado en Estados Unidos, Australia y Canadá.

En Estados Unidos, la producción de gas en capas de carbón se empezó a desarrollar

principalmente a través de programas llevados a cabo por el Departamento de Energía. La Ley de Beneficios Extraordinarios del Crudo (1980) proporcionaba incentivos fiscales para el desarrollo de combustibles no convencionales incluyendo el CBM. La definición de *gas natural no convencional* utilizada en esta Ley incluía el *gas adsorbido* – gas natural atrapado en las fracturas, poros y capas de las vetas de carbón y liberado de manera natural. También se refería específicamente al gas producido a profundidades mayores de 3000 metros, a los yacimientos de gas natural de alto coste, al gas natural disuelto en salmuera a presión y al gas de esquistos del período devónico. La producción de metano en capas de carbón se incrementó rápidamente de 5 bcm en 1990 hasta 27,1 bcm en 1995, y en 2008, alcanzó 56 bcm, lo que supuso aproximadamente el 10% de la producción de gas en EEUU. Wasatch Plateau, en el Estado de Utah, y la cuenca de Powder River, en los Estados de Wyoming y Montana, son

dos de las más recientes y más productivas áreas de CBM en los Estados Unidos.

En Australia, la producción de metano en capas de carbón empezó en 1998, sustituyendo a los viejos campos de gas convencional, debido a los incentivos del Gobierno para las centrales térmicas de gas. En 2008, el metano en capas de carbón supuso alrededor del 7% de la producción de gas en Australia

#### C. Principales cuencas de metano en capas de carbón

Las dos mayores cuencas de CBM son la de Power River en Wyoming y Montana, y la de San Juan en Colorado y Nuevo México (Tabla III).

De acuerdo con los datos estimados por el Comité de Gas Potencial, las cuencas de metano de carbón en EEUU tienen alrededor de 4,5 Tm<sup>3</sup> de recursos recuperables de gas natural.

**Tabla III**

Principales cuencas de CBM en EEUU.

Principales cuencas de CBM en EEUU	Producción en 2007 (bcm)	Porcentaje sobre la producción de gas en EEUU	Recursos probados recuperables (bcm)
San Juan (NM, CO)	27,75	5,1%	238
Powder River (WY, MO)	10,76	2,0%	524
Black Warrior (AL, MS)	3,40	0,6%	125
Raton (CO, NM)	3,26	0,6%	68
Central Appalachian (TN, KY, WV, VA)	2,78	0,5%	156
Uinta – Pineance Park (CO)	2,12	0,4%	119
Otros	0,91	0,2%	3242
<b>Total CBM en EEUU</b>	<b>50,97</b>	<b>9,4 %</b>	<b>4471</b>

FUENTE: EIA y Potential Gas Committee

### 1) La Cuenca de CBM de Powder River.

La cuenca de Powder River está situada en el noreste de Wyoming y el sureste de Montana. Es una extensión de aproximadamente 55 000 km<sup>2</sup> bajo la que se subyacen muchas vetas de carbón. La cuenca se extiende unos 400 km desde Douglas, Wyoming, en el sur, hasta Forsyth, Montana, en el norte. La extracción de gas metano de las vetas de carbón que subyacen bajo la cuenca de Powder River empezó en Wyoming a finales de los años 80 y en Montana a finales de los 90 [6]. Con los avances tecnológicos, el desarrollo y la producción de metano en capas de carbón ha aumentado sustancialmente desde mediados de los 90. Esta cuenca se caracteriza por el extraordinario grosor de las vetas, de entre 15 y 67 m; la mayoría de estos recursos están a profundidades inferiores a 800 metros.

### 2) La Cuenca de CBM de San Juan.

La Cuenca de San Juan es una extensión de unos 23 300 km<sup>2</sup> en el noroeste de Nuevo México y el suroeste de Colorado. Es el principal yacimiento productor de metano en capas de carbón en el mundo.

La exploración de gas convencional se inició a principios del siglo XX. El primer pozo se perforó en 1901, pero el primer pozo comercialmente exitoso fue perforado en 1921. Desde entonces se han perforado miles de pozos en la cuenca de San Juan.

El desarrollo del metano en capas de carbón empezó en serio a finales de los 80, en la formación Fruitland del norte de la cuenca de San Juan. La cuenca ha tenido un gran éxito en la producción de metano en capas de carbón debido a las favorables características de las vetas de carbón relativas a espesor, permeabilidad, contenido en

gas, profundidad y contenido en carbono en una extensa superficie.

### 3) Impacto medioambiental

Una alta producción de metano en capas de carbón trae consigo ciertas dificultades y costes medioambientales. Como el agua provee la presión necesaria para mantener el gas confinado en el carbón, se necesita extraer grandes cantidades de agua para reducir la presión antes de poder llevar el gas hacia la superficie. La cantidad de agua producida varía ampliamente según la cuenca de producción de metano en capas de carbón, obteniéndose volúmenes de agua de entre 4 y 64 m<sup>3</sup> por pozo y día [7].

La gestión del agua producida es un tema que preocupa por las grandes cantidades de agua involucradas y por la composición del agua, por lo que se necesita desarrollar un programa de gestión ambiental. Esta agua normalmente es salina, pero en algunas áreas puede ser potable.

Las estrategias más comunes de gestión del agua incluyen descargas en drenajes superficiales, estanques de almacenamiento, estanques de evaporación y estanques de infiltración. En algunos casos, el agua es reinyectada en las formaciones rocosas del subsuelo.

## V. Principales desarrollos tecnológicos en la Producción de gas no convencional

Los principales artífices del desarrollo de la producción de gas no convencional son los avances en las técnicas de perforación y estimulación de pozos. Muchos de los avances técnicos son útiles para la producción de gas de arenas compactas, de gas en capas de carbón y de gas de esquistos.

### A. Fracturación hidráulica

En la década de los 1980, la introducción masiva de fracturas artificiales, conocida como fracturación hidráulica, se probó con éxito en los esquistos de Barnett. La tecnología de fracturación hidráulica, consistente en la aplicación de una simple mezcla de agua y arena a altas presiones, demostró su potencial para la explotación a gran escala. Este sencillo tratamiento dobló la producción de gas en los pozos de los esquistos de Barnett, y se tradujo en grandes incrementos en el potencial de gas recuperable.

La fracturación hidráulica (conocida como "fracking") es una técnica utilizada para crear fracturas que se extienden desde el pozo de perforación hacia la formación de roca o carbón. Estas fracturas permiten al gas o al crudo moverse más fácilmente a través de los poros de la roca, donde están confinadas las moléculas de gas o petróleo, hacia el pozo de producción.

Generalmente, para crear las fracturas se emplea una mezcla de agua, propelentes (arena o partículas cerámicas) junto con algunos fluidos especiales de alta viscosidad se bombea hacia el fondo del pozo a altas presiones durante un periodo corto de tiempo (horas).

Eventualmente, la formación no puede absorber el fluido al ritmo al que es inyectado. En este punto, la presión generada (hasta 500 bar) supera la fortaleza de la roca y provoca la formación de grietas o fracturas.

La arena arrastrada por los aditivos de alta viscosidad es empujada hacia las fracturas para prevenir el cierre de las mismas al reducir la presión. Tras unas horas, el fluido pierde viscosidad y se bombea para su recuperación en superficie

Idealmente, el tratamiento de fracturación hidráulica se diseña para crear fracturas largas en zonas contenidas y bien definidas, para obtener la máxima productividad. Los fallos en los tratamientos de estimulación se producen por la migración de las fracturas a las capas contiguas del yacimiento. La extensión de las fracturas a otros estratos puede provocar la pérdida masiva de fluidos de fracturación.

Los fluidos de fracturación más comúnmente empleados son agua (90%), mezclada con arena (9%) y otros aditivos (1%), como cloruro potásico u otros aditivos para reducir la fricción. En algunos casos, la fracturación se inicia bombeando un tratamiento ácido (agua con algo de ácido clorídrico), para disolver parte del material de la roca, de manera que se abren los poros de la misma y el fluido avanza más rápidamente por el estrato.

En la década de los 2000, la tecnología evolucionó para permitir *sistemas de fracturación hidráulica multi-etapa*, así como aislamiento zonal, lo que ha permitido mejorar los costes de explotación en los yacimientos más difíciles.

La localización de la zona de fracturas a lo largo de la superficie del pozo de perforación puede controlarse insertando unos tapones inflables de gran resistencia (bridge plugs), por debajo y por encima de la región que se quiere fracturar. Esto permite que un pozo sea progresivamente fracturado a lo largo de su longitud, reduciendo las pérdidas de fluidos de fracturación a través de las áreas ya fracturadas. Los tapones se insertan en el pozo desinflado, después se expanden para sellar la zona de trabajo y se inserta el fluido de fracturación a través del tapón superior.

### B. Perforación horizontal dirigida

Los primeros pozos horizontales se introdujeron en Texas en 1930. La tecnología ha sido progresivamente desarrollada y perfeccionada, y en la década de 1980 la perforación horizontal se convierte ya en una práctica industrial habitual.

A finales de los años noventa, la aplicación de la perforación horizontal se comienza a emplear para permitir agresivos tratamientos de fracturación, situados a lo largo de la sección horizontal del pozo de perforación. La tecnología de la perforación horizontal se adapta al desarrollo de los yacimientos de esquistos al proporcionar un contacto mucho mayor del pozo con la capa donde se encuentra el gas, y reduciendo el número de instalaciones en superficie en zonas urbanas. Los pozos en la cuenca de Barnett

**Figura 1**

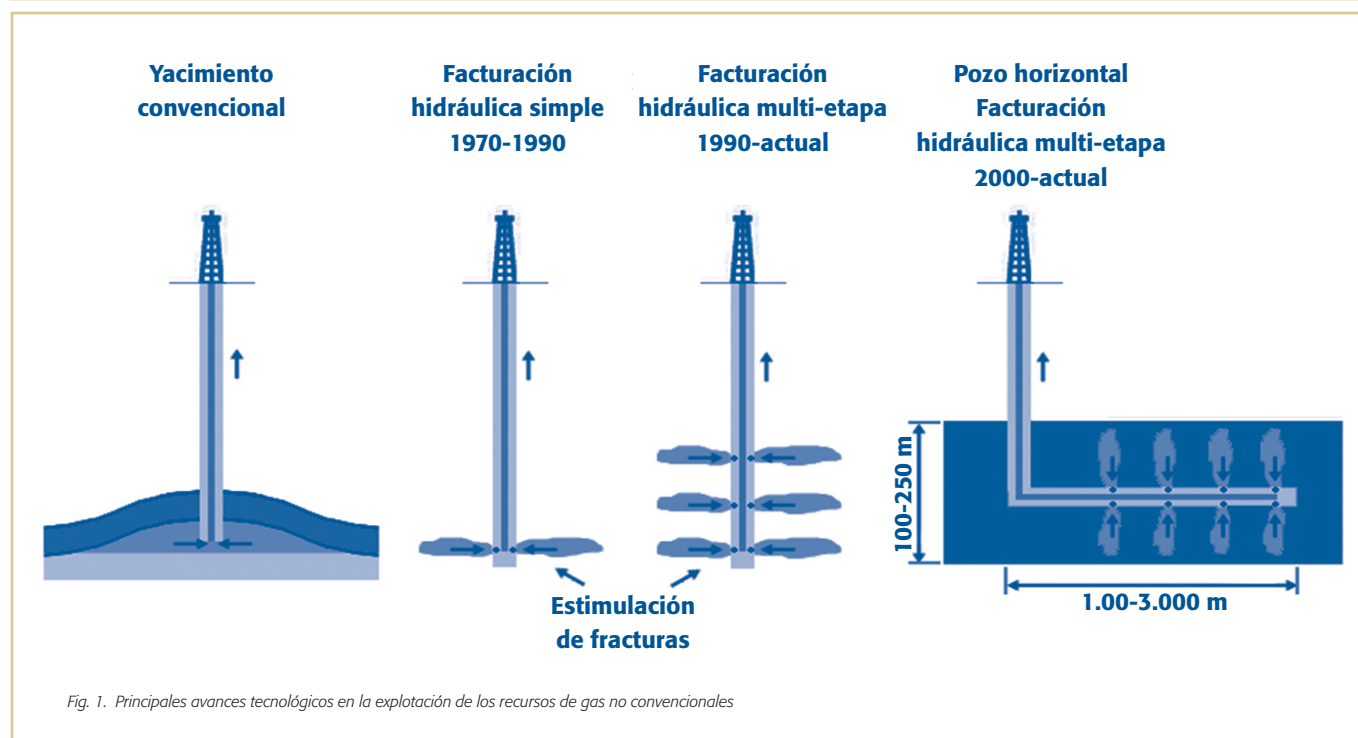


Fig. 1. Principales avances tecnológicos en la explotación de los recursos de gas no convencionales

tienen longitudes laterales desde 1000 a más de 3000 metros. Un pozo horizontal puede costar tres veces más que un pozo vertical, pero el contacto con el reservorio de gas es muy superior.

De esta manera, la perforación horizontal puede reducir el número de pozos necesarios para desarrollar un campo de gas. Otra de las ventajas es que se reduce significativamente el número de gasoductos, carreteras de acceso, e instalaciones de producción, minimizando el impacto ambiental de la actividad sobre la población.

A finales de los años noventa, en los Estados Unidos únicamente había 40 plataformas de perforación capaces de realizar perforaciones horizontales (el 6% del total); en el año 2008, este número ya había aumentado a 519 plataformas (el 28% del total).

### C. Evaluación, caracterización y modelización de los yacimientos de gas

La producción de gas no convencional se ha desarrollado con la ayuda de un gran conjunto de avances en las técnicas de exploración y producción. Además de la fracturación y la perforación horizontal, también se han producido importantes avances en la adquisición de datos, procesamiento e integración de datos sísmicos con datos geológicos.

Las herramientas a disposición de los geólogos incluyen sísmicas 3-D, análisis gravimétricos y magnéticos, combinados con los avances en procesamiento informático. El objetivo final de estas técnicas es desarrollar una representación en tres dimensiones de la estructura del reservorio. Los yacimientos no convencionales son más complicados de modelizar que los convencionales, ya que el flujo de gas tarda mucho más tiempo en estabilizarse.

Las herramientas actuales pueden proporcionar medidas de la permeabilidad, la porosidad, el contenido orgánico, el contenido de gas, la saturación de gas y de agua, el contenido de arcillas, la presión, la temperatura, la densidad y otras propiedades.

El conocimiento de las propiedades mecánicas y químicas del reservorio contribuyen a localizar y caracterizar las zonas con fracturas naturales y artificiales. El desarrollo de métodos de detección de zonas con mayores fracturas naturales es muy importante para elegir las zonas más atractivas, con mayor rendimiento en la producción de gas.

La tecnología de micro-sísmica se emplea para hacer el seguimiento de la formación de las fracturas, profundidad y orientación de las mismas mientras se lleva a cabo el tratamiento de fracturación.

En paralelo, también se han producido mejoras en las técnicas normales de perforación, cementadas y finalización de pozos. El progreso continuo, la experiencia y la competencia están reduciendo el coste de aplicar estas técnicas y aumentando su disponibilidad a más productores.

### D. Consideraciones medioambientales

Los tratamientos de fracturación hidráulica suscitan preocupaciones ambientales por la posibilidad de introducir contaminantes en los acuíferos [8]. La fracturación hidráulica introduce fracturas en las capas de esquistos, que pueden propagarse hasta 500 – 1000 metros por el plano de la formación. El riesgo de que las fracturas alcancen un acuífero contiguo depende de su proximidad a la zona del tratamiento.

Los trabajos de fracturación se diseñan siempre para limitar las fracturas a la capa donde se encuentra atrapado el gas, ya que

cualquier fractura que se propague hacia un acuífero podría permitir el paso del agua hasta la zona de producción de gas, dificultando la producción de gas.

Un tratamiento de fracturación puede utilizar unos 10000 m<sup>3</sup> de fluido en cada pozo. Una gran proporción de estos fluidos (entre el 60 – 80 %) se recuperan posteriormente bombeándolos hasta la superficie. Otro riesgo es que los fluidos de fracturación vertidos en superficie también podrían infiltrarse hacia los acuíferos más superficiales.

Los reservorios de esquistos se encuentran, en general, a mayores profundidades que los de gas en capas de carbón, y se encuentran aislados de los acuíferos. Los riesgos ambientales pueden ser mayores en los yacimientos superficiales de CBM, puesto que estas formaciones contienen acuíferos de alta calidad.

El correcto diseño y cementación de los pozos debe prevenir la pérdida de fluidos de perforación o de fracturación, así como las fugas de gas hacia los acuíferos.

Aunque las operaciones de fracturación para la producción de gas y petróleo se encuentran exentas de la aplicación de la legislación de Estados Unidos sobre "Seguridad de agua potable", se trata de un tema muy controvertido.

## VI. Proyecciones de la producción de gas no convencional

### A. Producción de gas no convencional en los Estados Unidos

De acuerdo con la Energy Information Administration [9], los Estados Unidos tienen más de 47 Tm<sup>3</sup> de recursos de gas técnicamente recuperables, en los que se incluyen 6 Tm<sup>3</sup> de reservas probadas. Los recursos



recuperables de gas no convencional (esquistos, arenas compactas y gas en capas de carbón) suponen el 60% de los recursos recuperables terrestres. Al ritmo de producción actual, los recursos recuperables estimados pueden proporcionar gas natural para abastecer a los Estados Unidos durante los próximos 90 años.

En los próximos 20 años, de acuerdo con las proyecciones de la EIA, la producción de gas natural no convencional en EEUU se incrementará del 47% al 56% en 2030 [Figura 2].

El gas natural en las formaciones de arenas compactas constituye la mayor fuente de la producción no convencional, alcanzando un 30% del total de producción en 2030 (cerca de 200 bcm).

El crecimiento de la producción no convencional entre 2010 y 2030 estará liderado por la producción de gas de esquistos, que se incrementará de 32 bcm en 2007 a 113 bcm, un 18% de la producción total de los Estados Unidos, en 2030.

Las predicciones de la EIA apuntan a que la producción de gas en capas de carbón se mantiene más estable, sobre 50 bcm, en todo el periodo.

Desde 1998, la producción anual de gas no convencional ha superado, año tras año, las predicciones de la EIA. Considerando el rápido desarrollo del gas de esquistos desde 2007, posiblemente las proyecciones del escenario de referencia de la EIA son conservadoras, y consideramos que la producción de gas de esquistos puede alcanzar los 100 bcm antes de 2015.

Sin embargo, el mantenimiento de la producción de gas no convencional requiere mantener inversiones continuas en la perforación de nuevos pozos que compensen la alta tasa de declino de los pozos. La actividad de perforación es muy sensible a los precios del gas. Desde junio de 2008, la caída de los precios del gas ha reducido los incentivos a la perforación, pero el gas no convencional parece mantenerse competitivo incluso con precios de gas bajos.

### B. Proyecciones de la producción de gas no convencional en el resto del Mundo

Los éxitos recientes en el desarrollo de gas de esquistos en los Estados Unidos están animando a otros países a evaluar sus recursos de gas no convencional.

La mayoría de las compañías petrolíferas y gasistas están realizando inversiones en activos de gas no convencional en los Estados Unidos, no sólo para tener acceso a dichos recursos, sino también para adquirir la experiencia en las técnicas de exploración y producción, y transferir esta tecnología a otras regiones. Aún es pronto para evaluar en qué medida el desarrollo de la producción de gas no convencional se puede extender al resto del Mundo.

De acuerdo con el último escenario de referencia proporcionado por la Agencia Internacional de la Energía IEA [10], la producción total de gas no convencional en el Mundo subirá de 367 bcm en 2007 a 629 bcm en 2030. Globalmente, la cuota de producción de gas no convencional sube del 12% en 2007 al 15% en 2030, con la mayor parte de los incrementos procedentes de Estados Unidos, Australia y Canadá.

En China, India y el Sureste asiático, el gas no convencional puede empezar a hacer avances en el mix energético dentro de cinco o diez años. La proyección de la IEA es bastante conservadora, y hay potencial para mayores incrementos.

### C. China

En especial, el desarrollo en China de gas de esquistos y en capas de carbón parece prometedor, aunque la evaluación de sus reservas está en una etapa muy preliminar. China actualmente no produce gas de esquistos, pero tiene unas condiciones

**Figura 2**

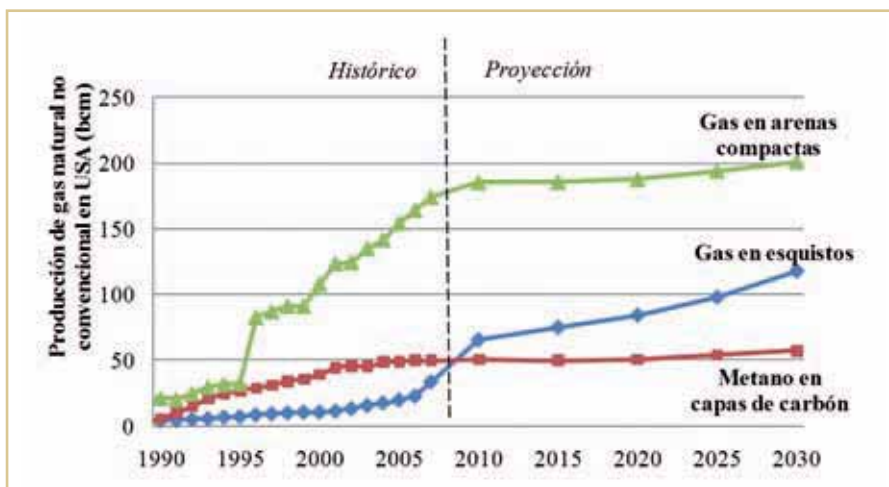


Fig. 2. Producción de gas no convencional en EEUU y proyecciones para 2030. Fuente: US Energy Information Administration.

### Cuadro 1

Aspectos favorables y obstáculos para la expansión del desarrollo y la producción de gas no convencional en el resto del mundo

#### ¿Se extenderá el desarrollo de gas no convencional al resto del mundo?

A favor	Obstáculos
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Existe un enorme potencial de recursos de gas no convencionales en todo el mundo.</li> <li>• La tecnología de extracción ya es competitiva en Norteamérica. Las grandes empresas de exploración y producción han comenzado a exportar la tecnología a otros países.</li> <li>• China, India y Australia tienen gran potencial de recursos de gas no convencionales, y pueden ser los siguientes países en desarrollarlos a gran escala.</li> <li>• Es posible localizar recursos de gas no convencionales en países de la OCDE, por tanto cercanos a las infraestructuras de transporte de gas existentes y a los centros de consumo.</li> <li>• En Europa diversas compañías han iniciado ya prospecciones de recursos no convencionales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limitado conocimiento de las propiedades geológicas de los reservorios y su localización.</li> <li>• Aun existen incertidumbres sobre los costes de extracción y la tasa de declino de la producción de los pozos.</li> <li>• La demanda de gas ha caído por la crisis económica y los precios del gas se encuentran en niveles bajos, dificultando la rentabilidad de nuevos proyectos.</li> <li>• Falta de interés en su desarrollo por los países que ya tienen reservas de gas convencional (Rusia).</li> <li>• Impacto medioambiental elevado de la explotación del gas no convencional; particularmente en Europa, el desarrollo puede verse dificultado por los requerimientos medioambientales.</li> </ul>

geológicas similares a los Estados Unidos, así que tiene un enorme potencial de desarrollo. Los recursos de gas no convencional recuperables de China podrían ser de unos 26 Tm<sup>3</sup>. Si el Gobierno Chino apoya su desarrollo, los recursos de gas no convencionales podrían comenzar su explotación a mediados de esta década. Prueba de este interés es el anuncio de una oferta de compra de Arrow Energy, el mayor productor de CMB en Australia, por parte de Shell y Petrochina, en marzo de 2010.

#### D. Europa

En Europa, la exploración de los esquistos está todavía en su infancia. Por lo tanto, casi nada se conoce sobre el potencial del gas no convencional.

Puede haber algunas regiones con gas en esquistos, además de otras zonas con po-

tencial local, pero no parecen equivalentes a las de Norteamérica. Las zonas más prometedoras parecen estar en la depresión báltica, (principalmente en Polonia), aunque también se están haciendo exploraciones en varias zonas de Alemania, Reino Unido, Francia, Suecia y Austria.

#### VII. Impacto Económico en los Mercados de Gas

El explosivo desarrollo de los recursos de gas no convencionales en Estados Unidos y Canadá, en particular en los últimos tres años, ha transformado el mercado del gas en Norteamérica.

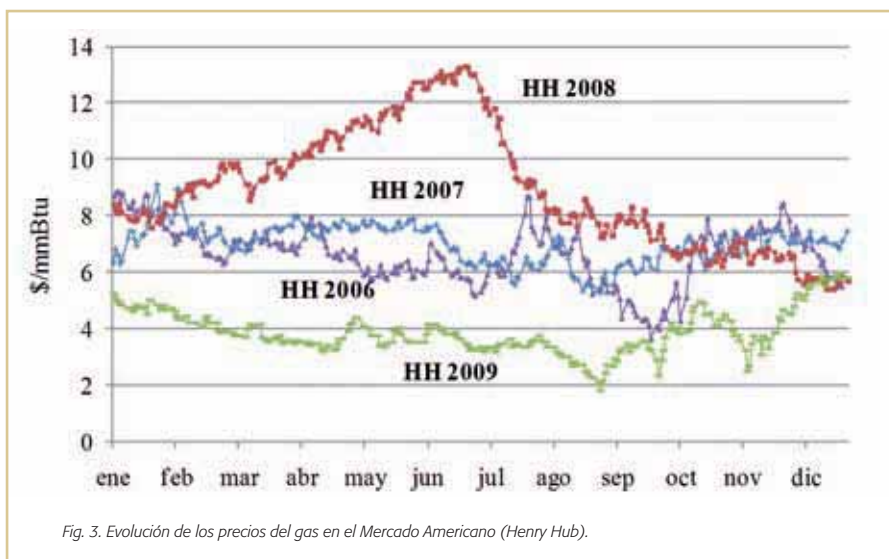
Los costes marginales de la producción de gas no convencional han disminuido abruptamente, hasta un coste en cabeza de pozo entre 3 and 5 \$/mmBtu. Una ventaja adicional es que el gas se encuentra en áreas que ya cuentan con infraestruc-

turas de gasoductos in situ. Muchas de las nuevas cuencas se encuentran también próximas a los grandes centros de población, lo que facilita su transporte a los consumidores.

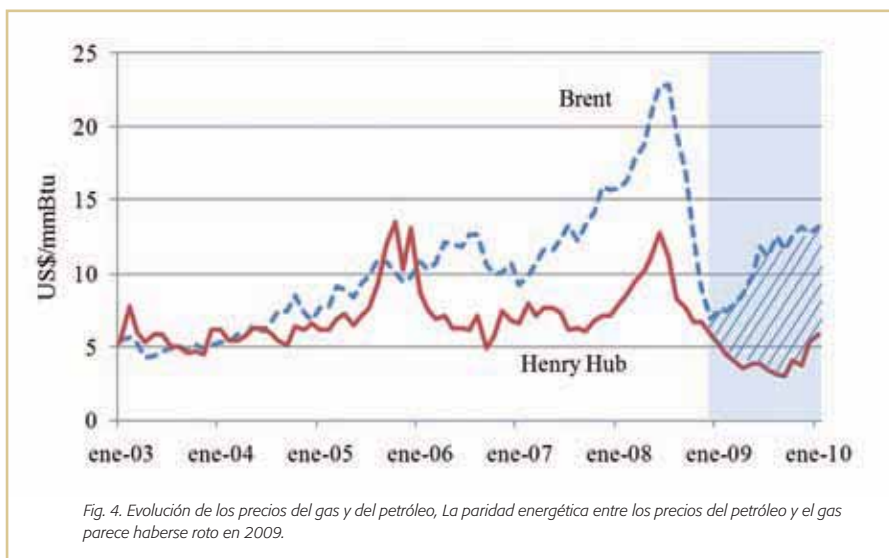
Este suplemento a la producción de gas, combinado con la debilidad de la demanda derivada de la crisis económica, ha provocado la caída de los precios del gas en EEUU desde los 13,68 \$/mmBtu en julio de 2008 hasta los 5 \$/mmBtu en 2009.

En 2008, el consumo total de gas en EEUU se incrementó un 0,1% sobre el año anterior. Sin embargo, se detuvo la tendencia al alza de las importaciones de gas, que supusieron solo un 13% del consumo, que es el porcentaje más bajo desde 1997. El desarrollo de los recursos de gas no convencionales supone que la producción de gas de Norteamérica es sostenible al nivel actual durante décadas.

**Figura 3**



**Figura 4**



Una primera consecuencia es que el mercado de gas de Norteamérica tiene menos necesidad para competir por los suministros de gas mundiales, pues los precios relativamente bajos en EEUU pueden disuadir las importaciones de GNL y pueden también retrasar los proyectos de construcción de gasoductos desde Alaska.

En contraste con el gas, los precios del petróleo se mantienen firmes en el escenario económico de recesión. Aunque los avances en la exploración y producción de petróleo han hecho posible extraer petróleo de yacimientos complejos o a profundidades cada vez mayores, los costes de exploración y producción se han incrementado

notablemente en los últimos años. Además, los nuevos descubrimientos de petróleo pueden ser insuficientes para reemplazar el agotamiento de los yacimientos existentes.

Cuando la economía mundial se recupere, esperamos que la demanda global de petróleo incremente la presión sobre los precios del crudo, y por lo tanto los precios del petróleo subirán de manera más pronunciada que los precios del gas en la próxima década. La paridad energética entre los precios del gas y del petróleo parece haberse roto en el mercado americano al menos desde enero de 2009.

En Europa, la crisis económica y financiera, que empezó a mediados de 2008, ha deprimido de manera significativa la demanda de gas. Por otra parte, entre 2009 y 2010 se está poniendo en marcha una cantidad muy relevante de nuevas plantas de licuación, lo que supone una mayor disponibilidad de GNL en el mercado mundial. Incluso a pesar de la depresión de la demanda de gas, las importaciones de GNL en Europa se incrementaron más de un 10% en 2009, especialmente en el mercado del Reino Unido.

El importante exceso de los suministros de gas en Europa en el corto plazo está incrementando la presión para cambiar los mecanismos de formación de precios ligados al petróleo en los contratos de aprovisionamiento a largo plazo [11]. Durante 2009, los precios del gas en los hubs europeos se han mantenido muy por debajo de los precios de los contratos de aprovisionamiento a largo plazo ligados al petróleo.

Aunque parece improbable evitar la indexación al petróleo en los contratos de gas a largo plazo para los mercados asiáticos o europeos, estos contratos pueden empezar pronto a reflejar la tendencia bajista del gas

con menores pendientes en las fórmulas de indexación con el petróleo. Los cambios pueden ser más rápidos si algunos yacimientos no convencionales comenzaran a desarrollarse en Europa.

## VIII. Referencias

- [1] S.I. al-Husseini, "Long-Term Oil Supply Outlook: Constraints on Increasing Production Capacity", presented at Oil and Money Conference, London, October 2007, Available: [http://www.boell-meo.org/download\\_en/saudi\\_peak\\_oil.pdf](http://www.boell-meo.org/download_en/saudi_peak_oil.pdf)
- [2] K. Aleklett, "Peak Oil and the Evolving Strategies of Oil Importing and Exporting Countries". OECD International Transport Forum. Discussion Paper N° 2007-17, Dec, 2007
- [3] BP Statistical Review of World Energy. June 2009. Available: <http://www.bp.com/statisticalreview>
- [4] Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer. US Department of Energy, April 2009. Available: <http://www.netl.doe.gov/>
- [5] V.A. Kuuskraa and S.H. Stevens, "World Gas Shales and Unconventional Gas: A Status Report", presented at United Nations Climate Change Conference, Copenhagen, December 2009.
- [6] U.S. Geological Survey. November 2006. Coalbed Methane Extraction and Soil Suitability Concerns in the Powder River Basin, Montana and Wyoming.
- [7] U.S. Geological Survey. November 2000. Water Produced with Coal-Bed Methane
- [8] J.D. Arthur, B. Bohm and M. Layne, "Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Wells of the Marcellus Shale", presented at Ground Water Protection Council Annual Forum, Cincinnati, Ohio. September 2008.
- [9] US Energy Information Administration (EIA). Annual Energy Outlook 2009 with projections to 2030. March 2009. Available: [www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/](http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/)
- [10] International Energy Agency (IEA). World Energy Outlook 2009.
- [11] J. Stern, "Continental European Long-Term Gas Contracts: is a transition away from oil product-linked pricing inevitable and imminent?", Oxford Institute for Energy Studies, September, 2009. ■



Secretaría Confederal de  
Salud Laboral y Medio Ambiente



# Dossier

## FRACKING

### Legislación Autonómica

## I. DISPOSICIONES GENERALES

### COMUNIDAD AUTÓNOMA DE CANTABRIA

**4828** *Ley 1/2013, de 15 de abril, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de Cantabria de la técnica de fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.*

EL PRESIDENTE DE LA COMUNIDAD AUTÓNOMA DE CANTABRIA

Conózcase que el Parlamento de Cantabria ha aprobado y yo, en nombre de Su Majestad el Rey, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 15.2.º del Estatuto de Autonomía para Cantabria, promulgo la siguiente Ley de Cantabria 1/2013, de 15 de abril, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de Cantabria de la técnica de fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.

#### PREÁMBULO

La fractura hidráulica como técnica para la extracción de gas, o fracking, plantea en la actualidad interrogantes tanto desde el punto de vista de la salud como desde la perspectiva de la protección medioambiental, fundamentalmente por la posibilidad de que, con la utilización de esta técnica, pueda producirse contaminación en los acuíferos subterráneos dada la inyección de productos tóxicos y contaminantes, que resultan necesarios para la utilización de esta técnica.

Los riesgos que puede generar la utilización de esta técnica han sido puestos de manifiesto en recientes estudios elaborados por las instituciones europeas. Así, en junio de 2011, el Parlamento Europeo publicó a instancias de la Comisión de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad, el informe «Repercusiones de la extracción de gas y petróleo de esquisto en el medio ambiente y la salud humana», que se ha completado con el informe «Contribución a la identificación de posibles riesgos ambientales y para la salud humana derivados de las operaciones de extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica en Europa» de la Dirección General de Medio Ambiente de la Comisión Europea, publicado el 10 de agosto de 2012. En ambos informes se plantean interrogantes sobre el uso de la fractura hidráulica y ponen de manifiesto el elevado riesgo para las personas y el medio ambiente.

Aquel informe contempla el principio de precaución, aplicable a este caso, y lo relaciona con los objetivos de la Directiva 2000/60 CE del Parlamento Europeo y del Consejo (Directiva Marco del Agua), encargada de velar por el buen estado de las aguas superficiales y subterráneas, de evitar su deterioro y de promover su recuperación en aquellos lugares en donde ya esté dañada.

Por todo ello, en la actualidad existe una preocupación social por los riesgos que supone la puesta en marcha de la extracción de gas no convencional mediante esta técnica, y se considera por distintos sectores sociales que esta actividad puede tener perjuicios significativos para el medio ambiente y para los acuíferos subterráneos, máxime en ámbitos territoriales con las características geológicas de Cantabria.

Ante este estado de cosas en la Comunidad Autónoma de Cantabria se adopta la presente medida en orden a suspender la actividad de extracción de gas no convencional por la técnica de la fracturación hidráulica, mientras siga habiendo las dudas e incógnitas que existen en la actualidad.

La Comunidad Autónoma de Cantabria actúa dentro del ámbito de las competencias recogidas en el Estatuto de Autonomía en materia de ordenación del territorio y del litoral, urbanismo y vivienda; protección del medio ambiente y de los ecosistemas; sanidad e higiene, promoción, prevención y restauración de la salud; industria, y régimen minero y energético.

Artículo 1. *Prohibición del uso de la fractura hidráulica.*

Queda prohibido en todo el territorio de la Comunidad Autónoma de Cantabria el uso de la fractura hidráulica o fracking como técnica que, por medio de la inyección de aditivos químicos, es susceptible de ser utilizada para la investigación y extracción de gas de esquisto o no convencional.

Artículo 2. *Medidas para la paralización de actividades.*

Las Autoridades y funcionarios públicos de la Administración de la Comunidad Autónoma, así como las de las Administraciones Locales de Cantabria, velarán por el respeto y cumplimiento de lo dispuesto en la presente Ley y adoptarán, dentro de sus respectivas competencias, las medidas oportunas para la paralización de las actividades que se realizaran contraviniendo lo dispuesto en esta ley, así como para la reposición de la situación alterada a su estado originario.

Artículo 3. *Consideración de infracción urbanística.*

El empleo de la técnica referida en el artículo 1, al implicar un uso del suelo prohibido en el territorio de la Comunidad Autónoma de Cantabria de acuerdo con lo establecido en el artículo 1 de esta Ley, tendrá la consideración de infracción urbanística con arreglo a lo previsto en la Ley 2/2001, de 25 de junio, de ordenación territorial y régimen urbanístico del suelo de Cantabria.

Disposición transitoria única. *Aplicación a los títulos habilitantes.*

Lo dispuesto en la presente Ley será de aplicación a los permisos y cualquier otro título habilitante de la actividad prohibida en el artículo 1, tanto a los ya concedidos o en tramitación, como a las solicitudes que se formulen a partir de su entrada en vigor.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente Ley entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial de Cantabria».

Palacio del Gobierno de Cantabria, 15 de abril de 2013.–El Presidente de la Comunidad Autónoma de Cantabria, Juan Ignacio Diego Palacios.

*(Publicada en el «Boletín Oficial de Cantabria» número 78, de 25 de abril de 2013)*

## I. DISPOSICIONES GENERALES

### COMUNIDAD AUTÓNOMA DE LA RIOJA

**7480** *Ley 7/2013, de 21 de junio, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de La Rioja de la técnica de la fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.*

EL PRESIDENTE DE LA COMUNIDAD AUTÓNOMA DE LA RIOJA

Sean todos los ciudadanos que el Parlamento de La Rioja ha aprobado, y yo, en nombre de su Majestad el Rey y de acuerdo con lo que establece la Constitución y el Estatuto de Autonomía, promulgo la siguiente Ley:

#### EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

En las sociedades avanzadas, la sensibilidad social por el medio ambiente se ha ido intensificando al socaire de los avances científicos relativos a la protección del ecosistema. A partir de los años sesenta la preocupación generalizada por el medio ambiente ha propiciado la aparición de instrumentos jurídicos cuya finalidad es proteger el medio ambiente, acompañada de una actuación global promovida por diversas instituciones internacionales.

A nivel nacional, la protección medioambiental ha estado influida de forma notoria por el derecho comunitario. En la actualidad, los principios fundamentales de la acción comunitaria ambiental se encuentran en los artículos 191 y siguientes del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE).

Dentro de los referidos principios destacan el principio de acción preventiva y el principio de cautela.

El principio de acción preventiva implica la posibilidad de adoptar medidas de protección del medio ambiente aun antes de que se haya producido la lesión del mismo, siempre que se constate científicamente la existencia de un peligro real de deterioro ambiental. Técnicas preventivas como la autorización ambiental integrada o la evaluación de impacto ambiental surgen a la luz del referido principio de acción preventiva.

Por su parte, el principio de cautela, que se introdujo con el Tratado de Maastrich, refuerza el principio de acción preventiva, al permitir la actuación en aras de la reducción de los posibles riesgos ambientales, sin necesidad de que exista una plena certeza científica. De manera que, aunque el tratado exige tener en cuenta los datos científicos y técnicos disponibles (artículo 191.3 TFUE), su actuación no precisa estar respaldada por unas bases científicas incontrovertidas. De hecho, en su Comunicación sobre la utilización del principio de cautela, de 2 de febrero de 2000, la Comisión ha afirmado que este principio se refiere a casos en los que se han identificado riesgos potencialmente peligrosos para el medio ambiente, derivados de un fenómeno, producto o proceso, pero la información científica es insuficiente, incierta o no concluyente, de forma que no puede determinarse con suficiente certeza el riesgo en cuestión.

La importancia de este principio fue subrayada en el Consejo Europeo de Niza del 7 al 9 de diciembre de 2000, donde se adoptó una resolución sobre el principio de cautela que confirma en líneas generales las orientaciones que respecto a este principio había señalado la Comisión, existiendo además pronunciamientos judiciales, como la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (C-127/02) de 7 de septiembre de 2004.

Dentro de este contexto, ha surgido un importante debate social y científico sobre los posibles efectos nocivos que para el medio ambiente o la salud se derivan de la utilización de la técnica de la fractura hidráulica como técnica que, por medio de la inyección de aditivos químicos, es susceptible de ser utilizada para la investigación y extracción de gas



de esquisto o no convencional, existiendo varios países europeos que han establecido moratorias o prohibiciones de uso del *fracking*.

Los riesgos que puede generar la utilización de esta técnica han sido puestos de manifiesto en recientes estudios elaborados por las instituciones europeas. Así, en junio de 2011, el Parlamento Europeo publicó, a instancias de la Comisión de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad, el informe «Repercusiones de la extracción de gas y petróleo de esquisto en el medio ambiente y la salud humana», que se ha completado con el informe «Contribución a la identificación de posibles riesgos ambientales y para la salud humana derivados de las operaciones de extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica en Europa» de la Dirección General de Medio Ambiente de la Comisión Europea, publicado el 10 de agosto de 2012. En ambos informes se plantean interrogantes sobre el uso de la fractura hidráulica y ponen de manifiesto el elevado riesgo para las personas y el medio ambiente.

En este contexto, la presente ley tiene por objeto prohibir la utilización de la técnica de la fracturación hidráulica, en tanto no exista evidencia científica que determine con exactitud la existencia o no de consecuencias ambientales.

La presente norma se ampara en la competencia de la Comunidad Autónoma de La Rioja de desarrollo normativo y ejecución en materia de protección del medio ambiente, normas adicionales de protección del medio ambiente y del paisaje (artículo 9.1. del Estatuto de Autonomía de La Rioja), competencia que implica la posibilidad de establecer niveles de protección del medio ambiente más amplios que la normativa básica, como ha indicado el Tribunal Constitucional; además de en las competencias en materia de régimen energético (artículo 9.2 del Estatuto de Autonomía de La Rioja), sanidad (artículo 9.5 del Estatuto de Autonomía de La Rioja), y competencias exclusivas en materia de ordenación del territorio, urbanismo y vivienda (artículo 8.1.16 del Estatuto de Autonomía de La Rioja).

#### Artículo 1. *Prohibición del uso de la fractura hidráulica.*

1. Queda prohibido en todo el territorio de la Comunidad Autónoma de La Rioja el uso de la fracturación hidráulica como técnica que, por medio de la inyección de aditivos químicos, es susceptible de ser utilizada para la investigación, exploración y extracción de gas de esquisto o no convencional y almacenamiento geológico.

2. A partir de la entrada en vigor de la presente ley, está prohibida la concesión de permisos u otros títulos habilitantes que permitan la utilización de la fractura hidráulica en el ámbito de la Comunidad Autónoma de La Rioja.

#### Artículo 2. *Suspensión de actividades.*

La autoridad ambiental de la Comunidad Autónoma de La Rioja deberá ordenar la suspensión de las actividades que impliquen el uso de la fractura hidráulica en cuanto tenga conocimiento de las mismas.

#### Artículo 3. *Régimen sancionador.*

1. El empleo de la fractura hidráulica en el ámbito de la Comunidad Autónoma de La Rioja así como la concesión de permisos o títulos habilitantes que permitan su utilización constituyen infracciones muy graves, que podrán ser sancionadas con una multa de entre 250.001 y 2.500.000 euros. La competencia para imponer la referida sanción corresponde al consejero con competencias en materia de medio ambiente.

2. Las sanciones se impondrán y graduarán teniendo en cuenta las circunstancias atenuantes o agravantes que concurren, la intencionalidad o reincidencia, el riesgo o daño ocasionado y el beneficio obtenido.

3. Cuando la cuantía de la multa que proceda sea inferior al beneficio económico obtenido por la infracción, la sanción será aumentada, como mínimo, hasta el doble del importe en que se haya beneficiado el infractor.

4. La resolución sancionadora impondrá, en su caso, al infractor la obligación de reponer los bienes a su estado anterior a la comisión de la infracción, así como de abonar la correspondiente indemnización por los daños y perjuicios causados, determinando el contenido de dicha obligación y el plazo para hacerla efectiva.

5. Si el infractor no cumpliera su obligación de restauración del medio ambiente, el órgano sancionador podrá igualmente ordenar la ejecución subsidiaria conforme a lo previsto en la Ley de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

6. La infracción prevista en el presente artículo prescribe a los tres años y la sanción impuesta por la falta cometida prescribe a los tres años.

7. Iniciado el expediente sancionador, el órgano que haya ordenado la iniciación del procedimiento podrá adoptar medidas cautelares para evitar la continuación del daño causado.

#### Artículo 4. *Multas coercitivas.*

1. Cuando el obligado no repare el daño causado o no suspenda la actividad realizada una vez realizado el requerimiento a tal efecto, el órgano competente para sancionar podrá acordar la imposición de multas coercitivas en los supuestos contemplados en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

2. Las multas coercitivas podrán ser reiteradas por lapsos de tiempo no inferiores a un mes y la cuantía de cada una no podrá exceder de 10.000 euros. Esta cuantía se fijará teniendo en cuenta los criterios siguientes:

- a) El retraso en el cumplimiento de la obligación de reparar.
- b) La existencia de intencionalidad o reiteración en el incumplimiento de la presente ley.
- c) La naturaleza de los perjuicios causados y, en concreto, que el daño afecte a recursos o espacios únicos escasos o protegidos.

3. En caso de impago por el obligado, las multas coercitivas serán exigibles por vía de apremio una vez transcurridos treinta días hábiles desde su notificación.

4. Las multas coercitivas serán independientes y compatibles con las sanciones que puedan imponerse.

#### Disposición transitoria única. *Régimen transitorio.*

La prohibición contenida en el artículo 1 de la presente ley será de aplicación a los permisos y cualquier otro título habilitante de la actividad prohibida en el artículo 1, tanto a los ya concedidos como a los que se hayan solicitado antes de su entrada en vigor.

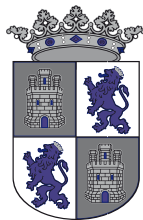
#### Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial de La Rioja.

Por tanto, ordeno a todos los ciudadanos cumplan y cooperen al cumplimiento de la presente Ley y a los Tribunales y Autoridades la hagan cumplir.

Logroño, 21 de junio de 2013.—El Presidente, Pedro Sanz Alonso.

*(Publicada en el «Boletín Oficial de La Rioja» número 77, de 24 de junio de 2013)*



## 4. IMPULSO Y CONTROL DE LA ACCIÓN DE GOBIERNO

### 470. Propositiones No de Ley

**PNL/000434-01** *Proposición No de Ley presentada por el Grupo Parlamentario Socialista, instando a la Junta de Castilla y León a explicar la situación actual de explotación de hidrocarburos y recursos disponibles de gas de pizarra, para su tramitación ante el Pleno.*

#### PRESIDENCIA

La Mesa de las Cortes de Castilla y León, en su reunión de 21 de junio de 2012, ha admitido a trámite la Proposición No de Ley, PNL/000434, presentada por el Grupo Parlamentario Socialista, instando a la Junta de Castilla y León a explicar la situación actual de explotación de hidrocarburos y recursos disponibles de gas de pizarra.

De conformidad con el artículo 163 del Reglamento se ha ordenado su publicación y acordado su tramitación ante el Pleno.

Los Grupos Parlamentarios podrán presentar enmiendas hasta seis horas antes del comienzo de la sesión en que dicha Proposición No de Ley haya de debatirse.

En ejecución de dicho acuerdo se ordena su publicación en el Boletín Oficial de las Cortes de Castilla y León, de conformidad con el artículo 64 del Reglamento.

En la sede de las Cortes de Castilla y León, a 21 de junio de 2012.

LA SECRETARIA DE LAS CORTES DE CASTILLA Y LEÓN,  
Fdo.: María Isabel Alonso Sánchez

LA PRESIDENTA DE LAS CORTES DE CASTILLA Y LEÓN,  
Fdo.: María Josefa García Cirac

### A LA MESA DE LAS CORTES DE CASTILLA Y LEÓN

EL GRUPO PARLAMENTARIO SOCIALISTA de las Cortes de Castilla y León, al amparo de lo establecido en los artículos 162 y siguientes del Reglamento de la Cámara, presenta la siguiente PROPOSICIÓN NO DE LEY para su debate y votación ante el Pleno de la Cámara.

#### ANTECEDENTES

La fractura hidráulica o *fracking* es un método para la extracción de petróleo o gas que consiste en fracturar la roca en el subsuelo con agua, arena y productos químicos. Esta técnica se ha usado de forma pionera en Estados Unidos y se ha ido extendiendo a otros países como Reino Unido, Francia, Polonia, Alemania, Canadá o Australia. Finalmente, durante los últimos años se ha comenzado la tramitación de proyectos en nuestro país que afectan, entre otras, a la Comunidad de Castilla y León.



Desde la experiencia adquirida, existen informes de organismos públicos y privados que alertan de los potenciales riesgos que esta técnica genera tanto para la salud como para el medio ambiente, destacando el consumo de enormes cantidades de agua, el impacto paisajístico, la contaminación de aguas subterráneas y superficiales con productos químicos tóxicos y cancerígenos e, incluso, posibles microseísmos por la fractura de la roca.

Existe una gran controversia en la comunidad internacional sobre esta técnica, habiéndose establecido moratorias, por ejemplo, en algunos estados de EE. UU. y Alemania o en Francia. Mientras, en nuestro país se han ido solicitando licencias para exploración de yacimientos en varias Comunidades Autónomas sin que se haya producido un debate amplio en la sociedad sobre los riesgos y beneficios e, incluso, sin que esté claro que la legislación medioambiental existente suponga una garantía bastante en el caso de una técnica nueva que no está suficientemente probada.

En Castilla y León hay diversos proyectos en diferentes estados de tramitación sin que la administración autonómica se haya pronunciado de forma adecuada y contundente sobre las garantías para proteger nuestro medio ambiente y la salud de los castellanos y leoneses en los territorios afectados. En muchos casos, además, los proyectos afectan a zonas de especial sensibilidad ecológica poniendo en riesgo una de las mayores riquezas de nuestra Comunidad.

Son muchos los Ayuntamientos, organizaciones y plataformas de Castilla y León las que han alertado sobre los posibles riesgos de esta técnica y la falta de garantías y transparencia con la que se está avanzando en su implantación. Las dudas de la comunidad científica y las contradicciones en el seno de la Unión Europea sobre la seguridad de esta técnica y sus posibles peligros para el medio ambiente y la salud aconsejan adoptar una posición en Castilla y León lo más consensuada posible y con la participación de todas las instituciones, organizaciones y ciudadanos afectados de forma que se modifique, en su caso, la legislación existente para garantizar al máximo la sostenibilidad de este método, aumentar la transparencia y adoptar como máxima el principio de precaución.

Por lo expuesto se formula la siguiente **PROPUESTA DE RESOLUCIÓN**:

**1.- Las Cortes de Castilla y León instan a la comparecencia inmediata del Consejero de Fomento y Medio Ambiente ante la Comisión para que explique la situación actual, número de proyectos, estado de tramitación y posicionamiento de la Junta de Castilla y León sobre la explotación de hidrocarburos mediante la técnica denominada “Fracking” en Castilla y León.**

**2.- Las Cortes de Castilla y León instan a la Junta de Castilla y León a abordar un debate en profundidad sobre la explotación de los recursos disponibles de gas de pizarra en nuestra Comunidad Autónoma y la técnica extractiva denominada “Fracking”, convocando una mesa en la que se dé participación a responsables de la Junta de Castilla y León, grupos políticos con representación en las Cortes, Ayuntamientos afectados por posibles proyectos de prospección o explotación, organizaciones medioambientales y plataformas que en torno a esta técnica han ido surgiendo en Castilla y León con el fin de que puedan adoptarse**



las decisiones y posicionamientos políticos más adecuados para la preservación de la salud, del paisaje, el medio ambiente y los acuíferos.

3.- Las Cortes de Castilla y León instan a la Junta de Castilla y León a la organización, de forma inmediata, de unas Jornadas Técnicas en las que se cuente con expertos de reconocido prestigio en la materia –procedentes de las Universidades de Castilla y León o de organismos medioambientales– que expongan los argumentos técnicos y objetivos a favor o en contra del aprovechamiento del recurso disponible de gas de pizarra, con las tecnologías disponibles a día de hoy. Todo ello desde una postura responsable fundamentada en la preservación de nuestro entorno.

4.- Las Cortes de Castilla y León instan a la Junta de Castilla y León a que, en tanto no exista una postura consensuada por los grupos políticos, una vez escuchadas las conclusiones de las jornadas técnicas y de la mesa propuesta y en tanto no existan garantías científicas y ambientales suficientes, paralice cuantos trámites o expedientes afecten a la explotación de los recursos disponibles de gas de pizarra en Castilla y León.

5.- Las Cortes de Castilla y León instan a la Junta de Castilla y León a que, en aplicación de los principios de precaución y actuación cautelar, paralice la tramitación de proyectos de extracción del gas de pizarra hasta que dispongamos de las garantías necesarias para la compatibilidad de esa actividad con la preservación del paisaje, el medio ambiente y nuestros acuíferos.

Valladolid, 19 de junio de 2012.

El Portavoz

Fdo.: Óscar López Águeda



Secretaría Confederal de  
Salud Laboral y Medio Ambiente



# DOSSIER

## FRACKING

**Referencias de Estudios e  
Informes de otras  
entidades y organismos**

## **OTRAS FUENTES DE CONSULTA REFERENTES A FRACTURA HIDÁULICA:**

### **ESTUDIOS E INFORMES**

- **Parlamento Europeo-Dirección General de Políticas Interiores - Informe de Septiembre 2011:**  
[Repercusiones de la Extracción de Gas y Petróleo de Esquisto en el Medio Ambiente y la Salud Humana](#)
- **Diputación Provincial de Castellón - Informe de Julio 2013:**  
[Informe sobre la investigación de hidrocarburos no convencionales en el norte de la provincia de Castellón:](#)
- **Asamblea contra la Fractura Hidráulica de Burgos - Informe de Noviembre 2011:**  
[La extracción de Gas No Convencional y la Fractura Hidráulica-Permisos en Burgos](#)
- **Esmateria - Noticia de Junio 2013**  
[Encuentran gases en el agua potable cerca de explotaciones de 'fracking'](#)
- **Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas – Informe de Marzo 2013**  
["Gas no Convencional en España, una oportunidad de futuro"](#)
- **Posicionamiento del Colegio de Geólogos, de Febrero 2013, sobre**  
[Fractura Hidráulica](#)
- **Ecologistas en Acción – Informe de Septiembre 2012:**  
[El fracking en el Estado español: Situación, Amenazas y Resistencia](#)

## ONG'S

[ECOLOGISTAS EN ACCIÓN](#)

[GREENPEACE](#)

## Plataformas contra Fractura Hidráulica en España

- [Alava / Araba: Plataforma Fracking Ez](#)
- [Araba: Kuartango contra el fracking](#)
- [Andalucía: Plataforma Andalucía Libre de Fracking](#)
- [Asturias: Plataforma Asturiana Anti-Fracking](#)
- [Burgos: El dinero no se bebe](#)
- [Burgos: Proyecto Urraca](#)
- [Cádiz: Plataforma antifracking Cádiz](#)
- [Canarias dice no a Repsol](#)
- [Cantabria: Fractura Hidráulica No](#)
- [Castelló: Plataforma anti-fracking Comarques de Castelló](#)
- [Cataluña: Aturem el Fracking](#)
- [Cataluña: Plataforma RiudauraJunts contra el Fracking](#)
- [La Rioja: Contra la fractura Hidráulica](#)
- [Navarra / Nafarroa: Plataforma Navarra antifracking](#)
- [No Oil Canarias](#)
- [Pancorbo](#)
- [Jaén \(Porcuna\): Plataforma contra el Fracking](#)
- [Soria: Pataforma contra el Fracking](#)
- [Soria. ASDEN- Ecologistas en Acción](#)
- [Plataforma de Teruel Sin Fractura](#)