

# 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**

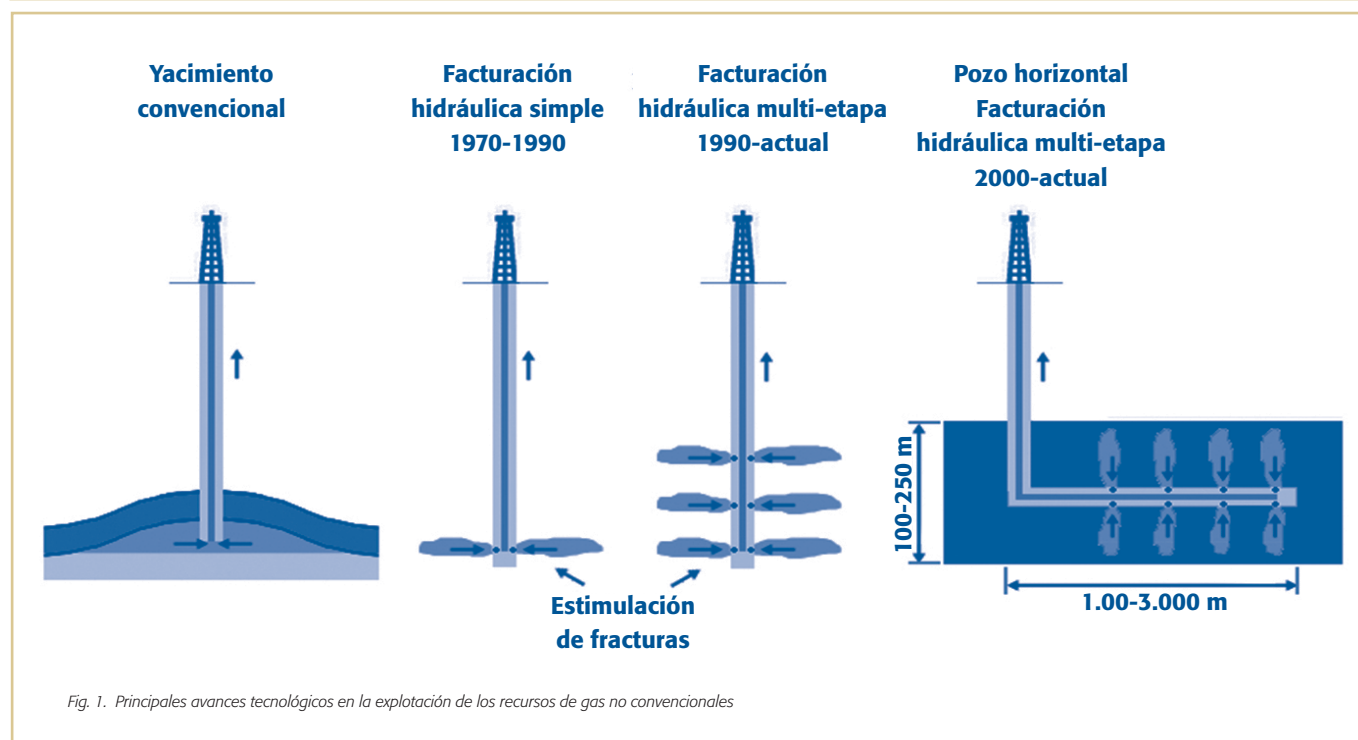


Fig. 1. Principales avances tecnológicos en la explotación de los recursos de gas no convencionales



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**

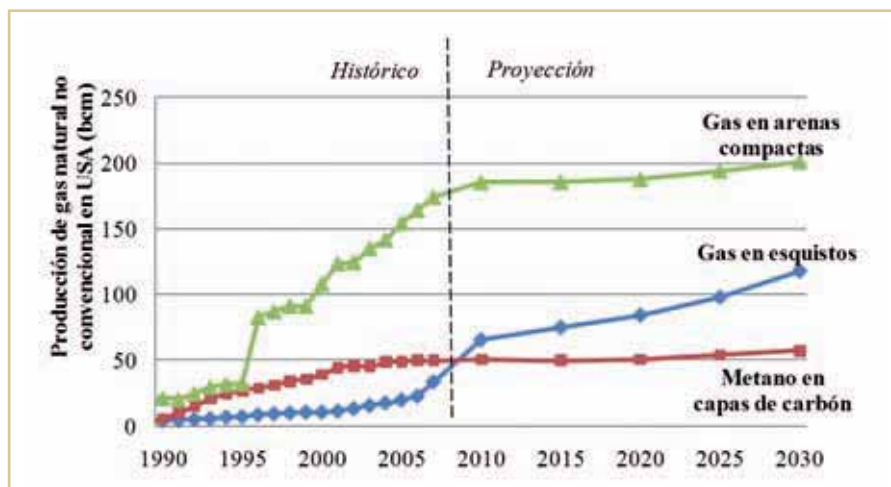


Fig. 2. Producción de gas no convencional en EEUU y proyecciones para 2030. Fuente: US Energy Information Administration.

### 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.

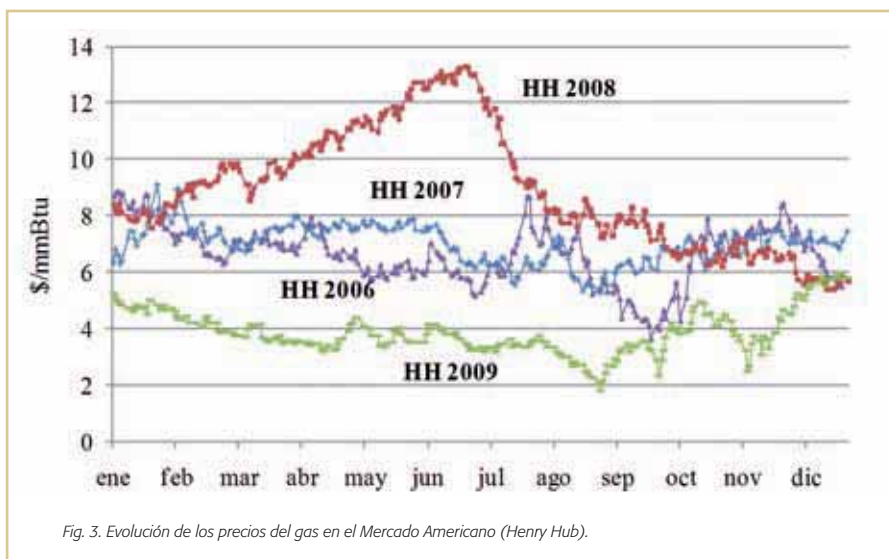
Los costes marginales de la producción de gas no convencional han disminuido abruptamente, hasta un coste en cabeza de pozo entre 3 and 5 \$/mmBtu. Una ventaja adicional es que el gas se encuentra en áreas que ya cuentan con infraestruc-

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.

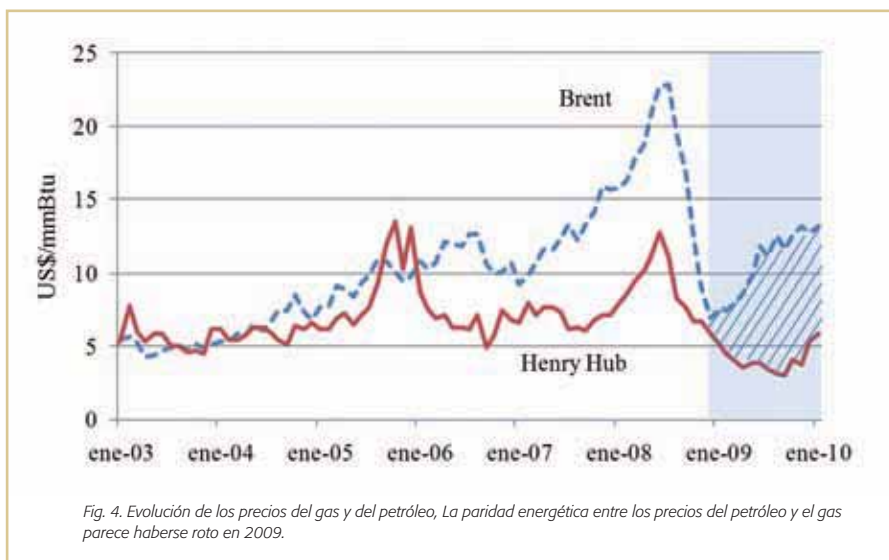
Este suplemento a la producción de gas, combinado con la debilidad de la demanda derivada de la crisis económica, ha provocado la caída de los precios del gas en EEUU desde los 13,68 \$/mmBtu en julio de 2008 hasta los 5 \$/mmBtu en 2009.

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. ■