

Report

Gas no convencional: «shale gas»



World Energy Council

CONSEIL MONDIAL DE L'ENERGIE

COMITÉ ESPAÑOL DEL CONSEJO MUNDIAL DE LA ENERGÍA



Orkestra

INSTITUTO VASCO
DE COMPETITIVIDAD
FUNDACIÓN DEUSTO

Gas no convencional:
«shale gas»

Gas no convencional:
«shale gas»

Report

Autores

José Luis Curbelo, Director General de Orkestra, Instituto Vasco de Competitividad.

Arturo Gonzalo Aizpiri, Presidente del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía (CECME) y Director de Relaciones Institucionales y Responsabilidad Corporativa de Repsol.

Eloy Álvarez Pelegrý, Director de la Cátedra de Energía de Orkestra, Instituto Vasco de Competitividad.

Juan Cruz Vícuña, Director General de la Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi - Grupo EVE, Ente Vasco de la Energía.

Ashutosh Shastri, Miembro Consultivo de los Comités de Combustibles Fósiles Limpios y de Energía, y Políticas Climáticas del WEC. Director de EnerStrat Consulting.

Fernando Pendás Fernández, Ex Director del Departamento de Explotación y Prospección de Minas de la Universidad de Oviedo.

Pablo Cienfuegos Suárez, Profesor titular de Departamento de Explotación y Prospección de Minas de la Universidad de Oviedo.

Maximilian Kuhn, Editor Principal de Papeles de Estrategia del Centro Europeo de Energía y Recursos. «War Studies, Kings College London».

Ignacio M.ª Echeberria, Presidente de Orkestra, Instituto Vasco de Competitividad.

Xabier Garmendia, Viceconsejero de Industria y Energía del Gobierno Vasco.

Cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública o transformación de esta obra sólo puede ser realizada con la autorización de sus titulares, salvo excepción prevista por la ley. Diríjase a CEDRO (Centro Español de Derechos Reprográficos, www.cedro.org) si necesita fotocopiar o escanear algún fragmento de esta obra.

Con el apoyo de SPRI-Gobierno Vasco, Diputación Foral de Gipuzkoa, Euskaltel, Kutxa y Repsol-Petronor.

© Instituto Vasco de Competitividad - Fundación Deusto



Mundaiz 50, E-20012, Donostia-San Sebastián

Tel.: 943 297 327. Fax: 943 279 323

comunicacion@orquestra.deusto.es

www.orquestra.deusto.es

© Publicaciones de la Universidad de Deusto

Apartado 1 - E48080 Bilbao

Correo electrónico: publicaciones@deusto.es

ISBN: 978-84-9830-414-5

Índice

Preámbulo	9
Presentación de la jornada	11
<i>Instituto Vasco de Competitividad,</i> por José Luis Curbelo, director general de Orkestra	13
<i>Comité Español del Consejo Mundial de la Energía,</i> por Arturo Gonzalo Aizpiri, presidente del CECME	15
<i>Unas notas sobre la relevancia del gas natural,</i> por Eloy Álvarez Pelegry, director de la Cátedra de Energía de Orkestra	19
<i>Presentación de las ponencias,</i> por Juan Cruz Vicuña, director general de la Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi - Grupo EVE	23
Ponencias	25
<i>Gas de pizarras: ¿fracturar o no fracturar?,</i> por Ashutosh Shastri	27
<i>Gas no convencional en España: consideraciones generales. El ejemplo de EE.UU.</i> <i>Posibilidades en España,</i> por Fernando Pendás Fernández y Pablo Cienfuegos Suárez	41
<i>Dimensión mundial y europea del gas no convencional,</i> por Maximilian Kuhn	73
Clausura	91
D. Ignacio M. ^a Echeberria, presidente de Orkestra	93
D. Arturo Gonzalo Aizpiri, presidente del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía (CECME)	94
D. Xabier Garmendia, viceconsejero de Industria y Energía del Gobierno Vasco	95
Instituciones	99

Gas no convencional: «shale gas»

Preámbulo

Estimado lector,

Me complace presentarle el libro que recoge la práctica totalidad de las ponencias presentadas en la jornada sobre gas no convencional: «shale gas». Dicha jornada tuvo lugar el 5 de octubre de 2011, en la Sala de Conferencias de la Universidad de Deusto, en el Campus de Bilbao.

La jornada, organizada por la Cátedra de Energía de Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad y el Comité Español del Consejo Mundial de la Energía - CECME, ha tratado de reflejar la actualidad del gas no convencional, en lo que respecta a las actuales demandas del mercado y a las alternativas que ofrece, y sus perspectivas de desarrollo futuras.

El gas natural no convencional, está resultando ser una oportunidad de desarrollo energético en EE.UU., jugando un papel clave en la producción energética del país, como consecuencia de su gran auge.

Desde un punto de vista estratégico y de suministro, tanto a nivel local como internacional, el gas no convencional, es una oportunidad para reducir la necesidad de importaciones de combustibles fósiles en los países donde se descubran y exploten yacimientos.

El estudio y análisis de posibles desarrollos de gas no convencional tiene gran relevancia, por las oportunidades que puedan surgir en el campo industrial y de creación de empleo, y porque su exploración y producción requiere la utilización de técnicas innovadoras, que hacen necesario profundizar en los aspectos técnicos, económicos y medioambientales asociados a su desarrollo.

Como consecuencia de las cuestiones que plantea la exploración y producción de gas no convencional, resulta de interés un mejor conocimiento del mismo. El presente documento, recoge la mayoría de las intervenciones y los trabajos de la jornada, que hacen referencia a aspectos de vigente interés en torno al gas no convencional.

Tras unas notas sobre el gas natural de Eloy Álvarez Pelegry, que enmarcan desde un punto de vista técnico los temas del gas, se incluyen las palabras de presentación de Juan Cruz Vicuña, que moderó el panel de la mesa redonda en la que intervinieron Maximilian Kuhn y Fernando Pendás, así como las sesiones de clausura del presidente de Orkestra, el presidente del CECME, y de D. Xabier Garmendia, viceconsejero de Industria y Energía del Gobierno Vasco, que clausuró el acto.

En cuanto a las ponencias recogidas en este documento, el trabajo realizado por Ashutosh Shastri, expone las cuatro fuerzas estratégicas principales en el desarrollo del gas de pizarras: la innovación tecnológica, la estabilidad de las políticas y la normativa, la competitividad dentro del mercado energético, y la sostenibilidad medioambiental. Además, establece los factores clave en el desarrollo del «shale gas», partiendo del caso de éxito en EE.UU. en el impulso y desarrollo de este sector. Y finalmente, analiza las consecuencias geoestratégicas del gas de pizarras, basada en la transferencia de conocimiento y/o en la exportación del recurso.

En una segunda parte, Pendás y Cienfuegos, analizan el caso de EE.UU., pionero en la exploración y producción de «shale gas», presentando la evolución de la producción del gas no convencional en el país, los sondeos realizados, y las características de los yacimientos más importantes de EE.UU., así como los aspectos técnicos de la fracturación hidráulica y la importancia del agua en la exploración y explotación del gas de pizarras. Evalúan además, los recursos de gas no convencional existentes en España, que podrían tener gas de pizarras explotable a nivel comercial.

Finalmente, el trabajo de Maximilian Kuhn, analiza el gas no convencional desde un contexto global, con sus particularidades a nivel europeo y estatal; y estudia el caso de EE.UU. para analizar la transformación energética del país y las implicaciones sobre los precios en el mercado atlántico. También plantea las consecuencias geopolíticas globales derivadas de la aparición del gas no convencional, el aumento en la diversificación

del gas a escala mundial, las implicaciones para el comercio de gas en la cuenca atlántica y su repercusión en la formación de los precios del gas en el mercado.

Dicho trabajo presenta al gas no convencional como un recurso estratégico en el proceso de cambio hacia un modelo energético sostenible, por su contribución a la seguridad de suministro, la mejora de la competitividad económica y la protección medioambiental frente al uso de otros combustibles fósiles.

Las intervenciones y estudios presentados por expertos reconocidos del sector en esta *jornada sobre gas no convencional: «shale gas»*, y aquí recogidos, analizan con rigor el sector del gas no convencional, aportando una visión sobre los retos a los que se enfrenta el sector gasista hoy, y elementos que pueden ayudar a establecer estrategias en el País Vasco a futuro.

Esperamos que la lectura resulte de interés para el lector y sirva para alimentar foros de reflexión y debate sobre este tema.

Por último, no quisiera finalizar sin agradecer la colaboración del equipo de trabajo de la Cátedra de Energía de Orkestra junto con el CECME para la organización de esta jornada, al conjunto de los miembros de Orkestra, y en particular, a Celia Mosácula por su contribución para la edición de este documento.

JOSÉ LUIS CURBELO

Director General de Orkestra

Presentación de la jornada

Instituto Vasco de Competitividad

José Luis Curbelo

Director General de Orkestra

Quisiera comenzar dando las gracias por su participación y su apoyo a esta jornada sobre gas no convencional a Xabier Garmendia, viceconsejero de Industria y Energía del Gobierno Vasco, a Arturo Gonzalo Aizpiri como presidente, y a Marta Camacho como secretaria general, del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía, con los que hemos firmado un convenio de colaboración para desarrollar conjuntamente actividades que redunden en el mejor conocimiento del sector energético en nuestra sociedad. Deseo agradecer también su presencia, a todos los partícipes de la misma. Para Orkestra es un placer poder compartir lo que esperamos sean unos primeros contactos para futuras relaciones en distintos temas.

Esta presentación trata de introducir lo que es Orkestra a aquellos que no lo conocen. Orkestra, es el Instituto Vasco de Competitividad. Desde su creación, ha seguido el mandato de intentar ser un referente para la mejora de la competitividad sostenible en el País Vasco. Nosotros intentamos coadyuvar a la mejora del bienestar de los ciudadanos a través de una investigación que pretendemos sea de excelencia, con programas de educación especializados que complementen la formación que se lleva a cabo desde el ámbito académico, y una permanente interacción con los agentes económicos de la región, de España, y del resto del mundo, e intentamos mejorar la competitividad del conjunto de la economía vasca y española y, particularmente, la de las empresas.

Una de las características de Orkestra es su propio nombre. El Instituto Vasco de Competitividad y el nombre de Orkestra, nace del convencimiento de que para mejorar la competitividad es necesario poner en común las sinergias entre los distintos actores que participan en el proceso de desarrollo económico, y eso es lo que desde Orkestra intentamos conseguir. Otra de las características que mejor nos define, es que intentamos que nuestra investigación esté muy anclada en la realidad, tratando de llevar a cabo lo que nosotros llamamos una investigación dirigida a la acción, tanto en la definición de los objetos de estudio como en los resultados, pensando en los receptores de las investigaciones. Pretendemos que éstos sean el conjunto de la sociedad, y el conjunto de los agentes: las empresas, las administraciones y los agentes intermedios que se localizan y actúan en el territorio.

La actividad del Instituto, la organizamos en lo que nosotros llamamos «las tres Iés»: Investigación, Instrucción e Interacción. A lo largo de su andadura, el Instituto se ha encargado de publicar libros, artículos en revistas internacionales de prestigio, «working papers», etc., realizando toda una serie de actividades académicas.

Para transferir el conocimiento a la sociedad, en 2011 se presentó el Informe de Competitividad del País Vasco, que es un interesante compendio de la situación y de la estructura económica general del País Vasco, y de cuáles son los retos a futuro en un mundo cambiante, en el que surgen nuevas complejidades. Además, trabajamos en proyectos diversos con actores de lugares muy diferentes, y con financiación de la Unión Europea, el Gobierno de España, el Gobierno Vasco y la Spri, etc. Intentamos ser una institución, cuyos recursos provengan en una parte importante de programas competitivos, para lo cual, nos presentamos a programas de ciencia y tecnología en donde sea menester.

Participamos en redes importantes de conocimiento, entre otras con las prestigiosas Universidades de Berkeley y Harvard, con los que tenemos amplias relaciones. Somos un equipo de profesionales de más de treinta investigadores —más de veinte con doctorados en universidades de prestigio—, trabajamos en red con algunos investigadores de otras universidades que dedican a trabajar con nosotros una parte importante de su tiempo, aunque no residan en el País Vasco. Somos una organización multicultural, de doce países diferentes, lo que conlleva el importante reto en el País Vasco de hacer converger en el territorio a personas de distintas procedencias.

El Instituto tiene cuatro cátedras; la que se denomina Territorio, Innovación y Clústeres, que es una cátedra tradicional de economía regional, otra de Emprendimiento, una de Estrategia, y la última en crearse, y que empezó a funcionar en 2011, es la Cátedra de Energía. Mientras los tres primeros departamentos tienen su sede en San Sebastián, la Cátedra de Energía, desarrolla sus actividades en Bilbao, en el edificio de La Comercial de la Universidad de Deusto.

Entre las líneas básicas de investigación de la Cátedra de Energía, dos temas en los que se está trabajando son: por una parte, la energía, desde la óptica de la economía y de los mercados energéticos; y por otra parte, la relación entre energía e industria, más concretamente, la relación entre competitividad y desarrollo industrial.

En Orkestra, como se había mencionado previamente, se llevan a cabo actividades de interacción, como esta jornada sobre gas no convencional. Así como la organizada junto al EVE sobre energía, industria, innovación y desarrollo tecnológico en el nuevo escenario energético. También colaboramos institucionalmente con el Club Español de la Energía, en la primera edición del curso de formación «Energía y competitividad: gas, redes y renovables» que se ha puesto en marcha con éxito.

Para finalizar, me complace citar a quienes aportan la financiación necesaria al conjunto del Instituto, cuyo apoyo constante ha sido clave en el periodo de andadura del Instituto: el Gobierno Vasco, la Spri, la Diputación de Guipúzcoa, la Kutxa y Euskaltel. Además, la Cátedra de Energía cuenta con el apoyo adicional de Repsol-Petronor, The Boston Consulting Group, del Ente Vasco de la Energía, de Iberdrola y de Gamesa.

Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

Arturo Gonzalo Aizpiri

Presidente del CECME
Director de Relaciones Institucionales y Responsabilidad Corporativa de Repsol

En primer lugar, me gustaría comenzar dando las gracias a todos por su presencia: a los viceconsejeros de Industria y Energía, e Innovación y Tecnología del Gobierno Vasco, el director general de Orkes-tra, el director de la Cátedra de Energía y colegas ponentes. Así como agradecer la invitación a participar en este acto y la amable presentación que me ha hecho Eloy.

Muy brevemente, trataré de explicar en qué consiste el World Energy Council (WEC), qué es el Comité Español del Consejo Mundial de la Energía (CECME), y por qué consideramos que ésta, es una materia importante para presentarla en esta jornada relativa al gas no convencional.

Creado en 1923, el WEC, Consejo Mundial de la Energía, es una organización no gubernamental sin ánimo de lucro considerada referente a nivel mundial en el campo de la energía.

Su primer objetivo fue hacer frente a la destrucción masiva de infraestructuras energéticas en Europa después de la Primera Guerra Mundial, y se configuró como una organización de Comités nacionales en los que participan los gobiernos, la industria, las instituciones de investigación, y otras entidades. Hoy en día hay 92 Comités nacionales que agrupan a unas tres mil entidades, de modo que es la mayor organización público-privada del sector energético en el mundo, y su misión es promover el suministro y el consumo energético sostenible.

Prácticamente todos los países del mundo son ya miembros del WEC, y se está tramitando la adhesión de Bolivia y de Chad, configurándose en cada caso con sus propias características. Hay países en los que el Comité es prácticamente una institución pública formada por administraciones públicas; en nuestro caso, es enteramente una entidad privada. Los miembros de Comité son: Enagás, CEPSA, Gas Natural Fenosa, Endesa, UNESA, Siemens, E.ON, Iberdrola y Repsol. Repsol ejerce en este momento la Presidencia y la Secretaría General del Comité.

Cualquier entidad interesada puede formar parte del Comité, y a través del Comité Español también formar parte de las actividades que organiza el Consejo Mundial de la Energía, que presentaré brevemente. Una compañía concreta, puede estar en distintos Comités nacionales, de hecho, Repsol forma parte de los Comités de España, Argentina, Brasil, Perú y Portugal, y somos una de las entidades promotoras de la creación del Comité Nacional de Bolivia, que está en este momento en curso de adhesión.

Repsol es en este momento, la única compañía española que tiene la consideración de «global partner» del WEC, y esperamos que paulatinamente haya más empresas que quieran dar ese paso.

El WEC tiene tres grandes áreas de acción. En primer lugar, la identificación de temas críticos. Todos los años, el WEC realiza una encuesta entre sus asociados para identificar cuáles son los temas de más impacto y aquellos que tienen una mayor incertidumbre en el sector energético a nivel global. Esta encuesta, permite identificar los temas emergentes y orienta la realización de estudios de investigación por parte del WEC. En las figuras 2 y 3 se puede observar los resultados de las encuestas de 2009 y 2011.

El segundo área de actuación, el desarrollo de la visión y agenda estratégica, se encarga de identificar dónde estamos, hacia dónde vamos, y qué podemos hacer. Se establecen tres grandes temas de in-

Figura 1. Actividades del CECME

identificar temas críticos

www.worldenergy.org/issues

desarrollar Visión y agenda estratégica

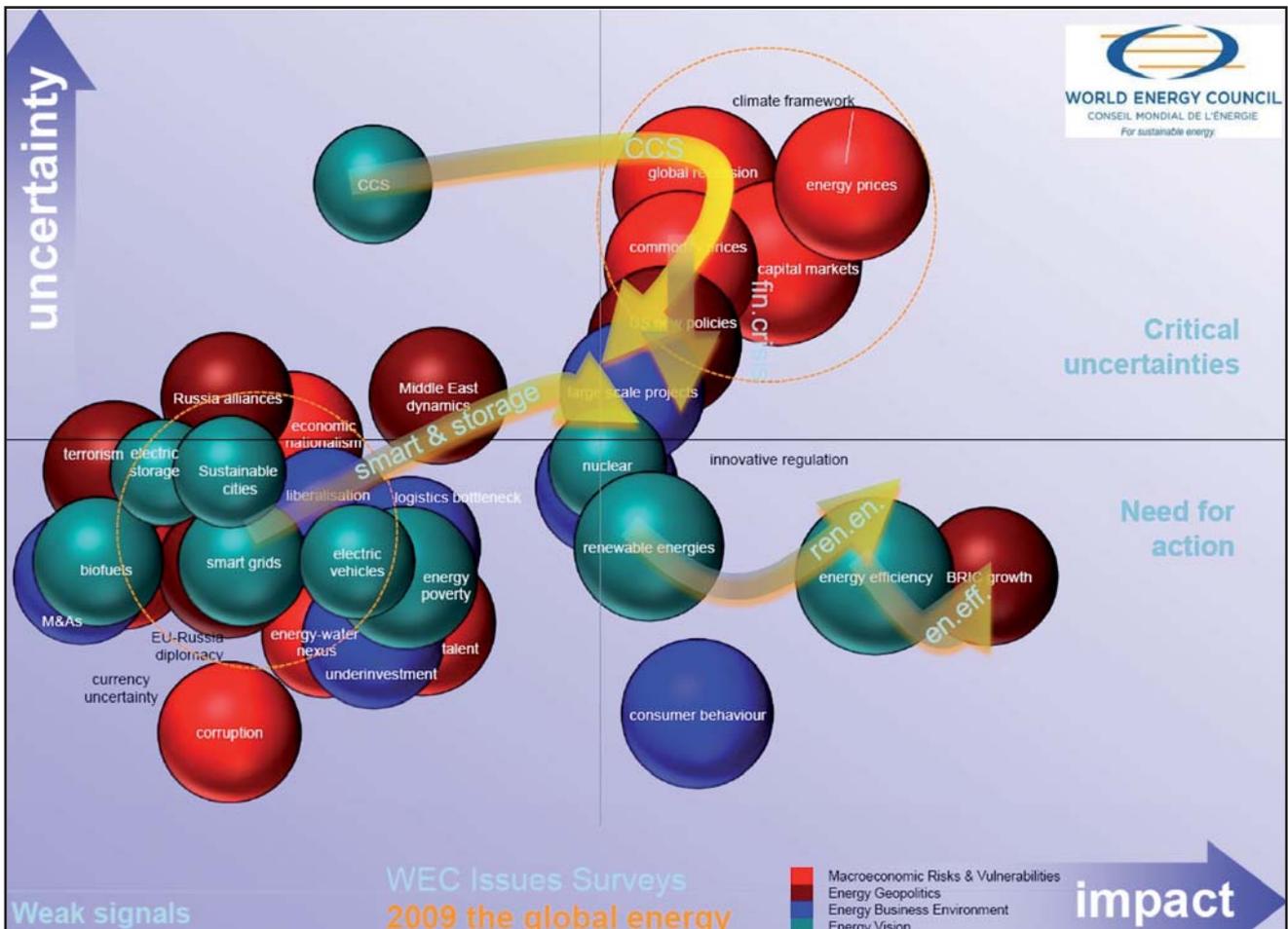
www.worldenergy.org/publications

facilitar diálogo

World Energy Congress	Para líderes energía y expertos Cada tres años
Energy Leaders Summits	Para Presidentes MC, Ministros y CEO's Dos al año
Executive Assembly	Para Presidentes MC y secretarios Generales Una al año
Regional Events	Para miembros regionales
National Events	Para miembros nacionales

www.worldenergy.org/events

Figura 2. Encuesta sobre recursos energéticos 2009



terés sobre este aspecto de análisis y diagnóstico: recursos energéticos y tecnologías, políticas de energía y clima, y escenarios energéticos globales; y tres líneas de acción, que son: el acceso a la energía, la innovación, el entorno urbano, y los marcos de políticas energéticas globales. En estos ámbitos, hacemos estudios y documentos de propuestas, promoviendo el diálogo global, lo que constituye la tercera área de acción (ver figura 1).

Estas actuaciones, se realizan fundamentalmente a través del Congreso Mundial de la Energía, que se celebra cada tres años. El último se celebró en 2010 en Montreal, y el siguiente es el año 2013 en Corea; integrando dos reuniones regionales de líderes del sector cada año, la asamblea ejecutiva anual de todos los comités nacionales, y eventos regionales y nacionales.

El primer ámbito de actuación del WEC, de identificación de temas críticos, dará pie a presentar al siguiente ponente, Ashutosh Shastri, y explicar por qué nos resulta importante esta jornada.

El WEC realiza una Encuesta sobre Recursos energéticos, tal como se ha mencionado, desde los años 70'. Según el resultado de la encuesta sobre recursos energéticos realizada en el año 2009, los temas de mayor interés en aquel momento eran los precios de la energía, el marco de clima multilateral, los precios de las «commodities», los mercados de capital y la recesión mundial. En 2009, todavía no aparecía como un tema crítico los recursos no convencionales en la encuesta al sector, tal como se observa en la figura 2.

En ese momento todavía se estaba haciendo un gran esfuerzo en plantas de regasificación en Estados Unidos, como es el caso de la planta de regasificación de Canaport de Repsol en la costa de Canadá, en Brunswick. Hoy en día, en cambio, Estados Unidos se está preparando para ser exportador de gas natural procedente de los recursos no convencionales.

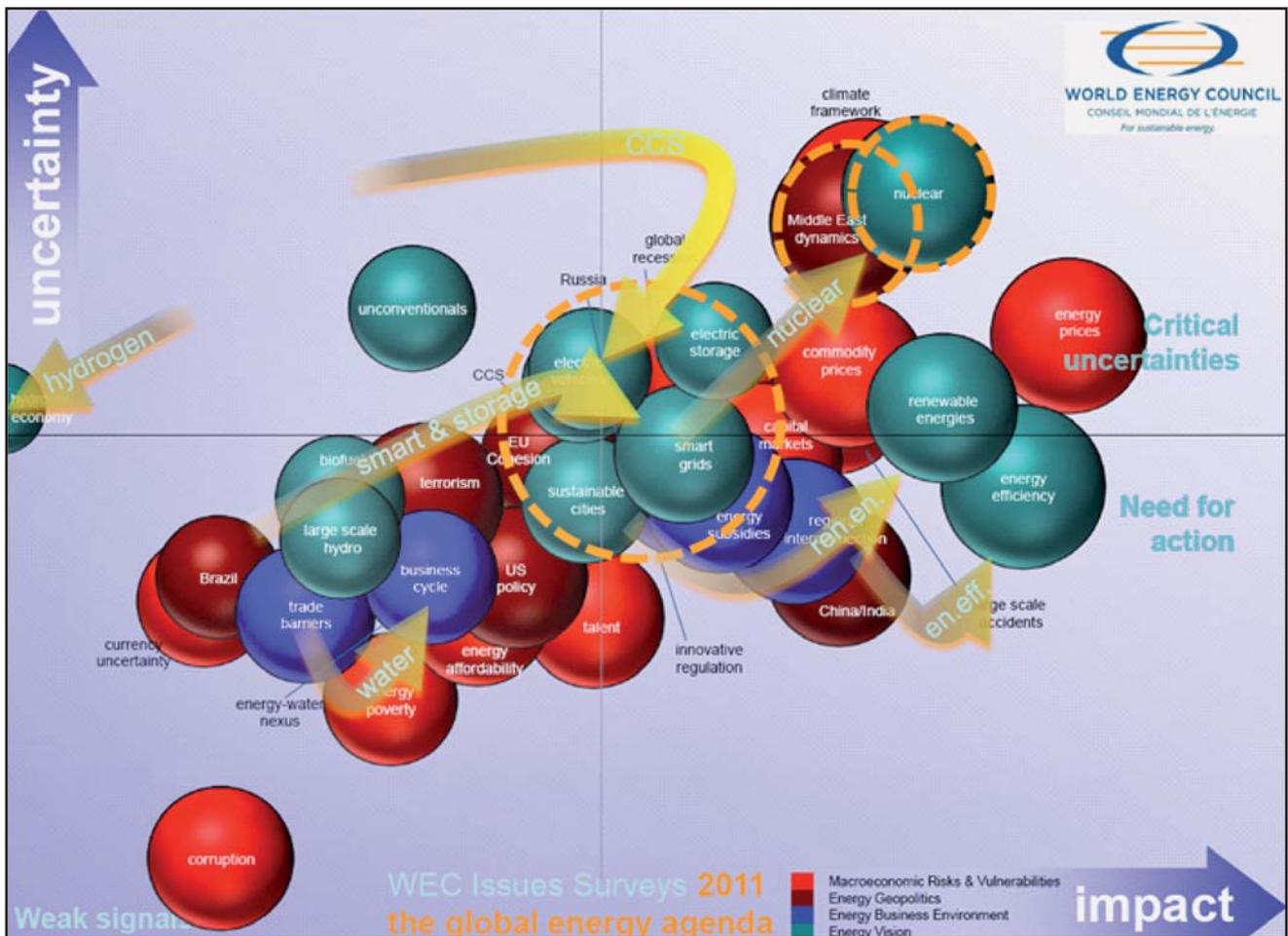
De hecho, en la encuesta del 2011 (ver figura 3) presentada en Río de Janeiro, los temas de mayor impacto e incertidumbre son: el nuclear, tras el accidente de Fukushima, y la dinámica en Oriente Medio, después de los acontecimientos de la Primavera Árabe. Se mantienen en este marco las negociaciones multilaterales sobre clima, y aparece emergiendo por primera vez, en una zona de relativamente alta incertidumbre, los recursos no convencionales.

La percepción de la importancia creciente del «shale gas», condujo al WEC a la elaboración de un primer informe dedicado al tema, el «Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas», que fue presentado en 2010 coincidiendo con el Congreso Mundial del WEC en Montreal.

Ashutosh Shastri, «Rapporteur» del estudio citado, «Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas», y miembro consultivo de los Comités de Combustibles Fósiles Limpios y de Energía y Políticas Climáticas del WEC, expondrá en su ponencia la situación del gas no convencional, los factores clave en el desarrollo del «shale gas» a futuro, y las implicaciones para el comercio de gas en la cuenca atlántica.

Ciertamente, en dos años ha cambiado mucho el panorama energético, y en esta jornada sobre gas no convencional, se tratará de entender cómo ha cambiado y con qué proyección hacia el futuro.

Figura 3. Encuesta sobre recursos energéticos 2011



Unas notas sobre la relevancia del gas natural

Eloy Álvarez Pelegry

Director de la Cátedra de Energía de Orkestra

Me gustaría con estas notas de introducción, destacar algunos aspectos del gas natural que me parecen relevantes y que pretenden enmarcar la oportunidad de esta jornada.

Desde el punto de vista de suministro energético, España importa la práctica totalidad del gas natural. Cabe señalar que su consumo asciende a 400 TWh en el conjunto del país, que equivale aproximadamente a un volumen de 37,2 Bcm, correspondiéndole al Gas Natural Licuado (GNL) el 75% de las importaciones, lo que se lleva a cabo a través de seis plantas de regasificación. La capacidad de entrada de GNL, se complementa con dos gasoductos internacionales por el norte de África, por Marruecos, y directamente por Argelia a través del gasoducto del Medgaz.

Además, están las interconexiones con Francia, que desde un punto de vista estratégico son de mayor relevancia que las interconexiones por Portugal, y que sitúan a la Comunidad Autónoma del País Vasco (CAPV) en una posición clave. De hecho, como consecuencia de las denominadas «Open Seasons», la capacidad de intercambio actual de la CAPV con Francia va a aumentar de forma significativa al decidirse la construcción de capacidad para 165 GWh/día, equivalente a 5,2 Bcm, en la conexión por Larrau en el año 2013, y a partir del 2015 en 60 GWh por Irún en el sentido de exportación hacia Francia, lo que representa en total, un porcentaje apreciable en el entorno del 20% de la demanda actual.

El gas natural en la CAPV es muy relevante, ya que es la principal fuente de energía, cubriendo en 2010 cerca del 42% de la demanda de energía primaria, superando al petróleo (39%), con un consumo cercano a los 3,5 Bcm; gracias al progresivo desarrollo, durante muchos años, de las infraestructuras de transporte, almacenamiento y distribución, y al impulso de la demanda de gas para las plantas de ciclo combinado. En la pasada década, el consumo de gas natural como energía final ha aumentado del 21% al 25%. El consumo de gas natural por sectores en 2010 se estructura, fundamentalmente, en el gas destinado a centrales termoeléctricas (ciclos combinados), que supone el 37% del total, en un 35% para la industria y el refino, y en un 16% a la cogeneración, siendo un 12% el porcentaje que se destina a los sectores residencial y de servicios.

En la próxima década, se prevé que el gas natural continúe siendo el principal combustible del mix energético, y no solo por la progresiva penetración del gas en los mercados industriales y domésticos, que permitirán previsiblemente aumentar su consumo. También la apuesta por las energías renovables, que necesitan como complemento, la flexibilidad que aporta el gas natural frente a la intermitencia y la menor predictibilidad de la generación renovable. Todo indica que nos dirigimos a una situación de protagonismo del gas y las renovables, siendo éstos un binomio que debe compaginarse, como elementos de una estrategia energética más sostenible.

Efectivamente, los últimos documentos oficiales muestran que en España, en términos de evolución de energía primaria, el porcentaje de gas natural aumentará su peso para pasar de un cuarto a prácticamente un tercio en la matriz de energía primaria, y también aumentará en términos de energía final, pasando de un 18% a un 20%, acompañado por un incremento del 23% al 27% en su peso en la generación eléctrica. De manera que, el gas y las renovables, se presentan como elementos con peso en el futuro energético. A ello hay que añadir el desarrollo de las redes para la integración de las renovables

y la mejora de las interconexiones. Por lo anterior y haciendo una breve presentación, creemos que el curso de «Energía y Competitividad: gas, redes y renovables» que organiza la Cátedra de Energía de Orkestra, es oportuno y de interés, al focalizarse en estos temas.

El gas es importante, no solo por su relación con las energías renovables, lo es también porque aumentará su peso, bien en cogeneración, bien con una mayor utilización de los ciclos combinados. Se estima que el incremento puede ser del orden de un 9% en esta década. Por tanto, no cabe duda de la importancia del gas en el conjunto de la estructura energética.

Hay un tema adicional sobre el que debemos reflexionar. El gas natural en nuestro país, se inserta en los mercados internacionales. Los mercados «spot» y los mercados de intercambio de gas («hubs») tienen un peso significativo, y aunque la mayoría del gas se negocia mediante contratos a largo plazo, ligados a los precios del crudo, el desarrollo de los precios de gas «spot» a través de «Hubs» (nudos o centros donde hay intercambio físico y/o intercambio comercial de gas), es realmente significativo y lo será cada vez más, en la medida en que induzca una separación de los precios del petróleo y los del gas, si bien, dado el peso relativo que tienen ambos, no es tarea fácil.

En el ámbito energético y a nivel mundial, la importancia de grandes países, como Estados Unidos y China, es decisiva, no solo por su influencia en el peso energético, sino también por sus apuestas por la eficiencia energética y el gas natural.

Centrándose en las particularidades del gas no convencional, hemos de pensar, en qué medida una cuestión como ésta puede tener relevancia en nuestro territorio. En Estados Unidos, la aparición del gas no convencional ha generado lo que muchos denominan una «revolución silenciosa» (de hecho, en los congresos internacionales no se detectaba este tema con la importancia que está teniendo en la actualidad) y ha supuesto un cambio radical en la situación energética, ya que con las reservas descubiertas de este tipo de gas, EE.UU. ha pasado de ser un país importador a posicionarse como exportador de gas natural procedente de los recursos no convencionales, existiendo varios proyectos de regasificación que se «convertirán» para la exportación de GNL.

Además, EE.UU. es un país pionero en la exploración y producción de gas no convencional. Se estima que se pasaría de una producción de «shale gas» del orden de 5 Tcf en 2010 (cerca de 142 Bcm) a 14 Tcf en 2035, mientras que la producción total de gas natural se prevé que se incremente del orden de 21 Tcf en 2010, hasta 26 Tcf en 2035 (cerca de 736 Bcm). El incremento en las reservas supone que, previsiblemente, el gas de pizarras formará parte creciente de la producción total de gas, pasando de un 23% en 2010 a un 49% en 2035. Por tanto, está teniendo lugar un cambio decisivo en los Estados Unidos, y no debemos olvidar que este país tiene un peso determinante en el escenario energético.

Todo esto también tiene efecto sobre los precios. Se observa una tendencia con niveles de precios entre 2 y 4 \$/MMBtu en Estados Unidos y de niveles de ocho en Europa y en otros mercados regionales, y superiores en otros mercados, como puede ser Japón o el Sudeste Asiático, lo que pone de manifiesto a efectos económicos, que el desarrollo de gas no convencional en Europa tiene un cierto margen de maniobra.

En Europa existe un potencial de desarrollo de gas no convencional considerable, particularmente, en países como Polonia, Francia y Noruega, y en menor medida, en otros como Suecia o Dinamarca, si bien, existen notables diferencias en el régimen de propiedad, en la geología, y en las actitudes sociales o políticas.

En esta jornada sobre gas no convencional, se trata de identificar las expectativas y los desafíos que supone el desarrollo del «shale gas». Asimismo, se examinará el papel que puede jugar en el escenario energético global. Desde luego, en la mesa y en el panel que modera Juan Cruz Vicuña a buen seguro que habrá muchos elementos de análisis y reflexión.

Termino ya reiterando las palabras de José Luis Curbelo, con nuestros agradecimientos a Arturo Gonzalo Aizpiri, presidente del CECME, y a su secretaria general Marta Camacho, que ha sido una de las artífices en la organización de esta jornada, y con la que hemos trabajado muy conjuntamente. Desde luego, sin su ayuda y la del Comité, no hubiese sido posible. Quisiera agradecer también a Orkestra, al personal de la Cátedra de Energía y a nuestra gente de comunicación y de administración, que en poco

tiempo han facilitado la organización de una jornada, que a juzgar por el número de asistentes, está teniendo muy buena acogida. Y, desde luego, mi agradecimiento a los ponentes (por su trabajo en la preparación de estas ponencias), a los moderadores de las mesas, y por supuesto a todos ustedes por su asistencia.

Me gustaría finalizar, manifestando que estas actividades y la investigación en la que estamos trabajando, en temas de costes de energía sobre la relación de energía e industria, con una visión amplia a través de metodologías económicas, no serían posibles sin el apoyo de los patronos de la Cátedra de Energía: Repsol-Petronor, The Boston Consulting Group, Iberdrola, Gamesa y el Ente Vasco de la Energía, a los que agradezco expresamente su apoyo.

Presentación de las ponencias

Juan Cruz Vicuña

Director General de la Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi - Grupo EVE

Es para mí un placer, tener la ocasión de moderar esta mesa redonda y presentar los ponentes de la misma, Maximilian Kuhn y Fernando Pendás. Esta mesa continúa con el análisis del tema del gas no convencional tras la presentación referida a los trabajos del World Energy Council, que ha sido realizada por Ashutosh Shastri, al que se han referido otros intervinientes con anterioridad.

Comenzando por la presentación de los ponentes, D. Maximilian Kuhn desempeña en la actualidad el puesto de editor principal de los Documentos de Estrategia publicados por el Centro Europeo para la Seguridad de los Recursos y de la Energía (EUCERS). Además, Kuhn es investigador invitado del EUCERS en el departamento de estudios de guerra del King's College de Londres, así como investigador asociado en la Escuela Internacional de Negocios de la Universidad de Columbia (SIPA), en Nueva York, donde coordina el proyecto «Eurasia Gas 2030» en el Centro para la Energía, Transporte Marítimo y Asuntos Públicos (CEMTPP).

El Sr. Kuhn, es un experto en los temas de gas en Asia Central, particularmente en la región del Caspio, sobre la que ha realizado estudios en política energética, en mercados energéticos internacionales y en análisis para la formulación de políticas en esos campos. Previamente a la obtención de su doctorado, ha estado trabajando en temas de políticas públicas y de relaciones institucionales, relaciones públicas corporativas, y como consultor, combinando así la actividad académica y empresarial.

Recientemente, y conjuntamente con Mr. Frank Umbach, ha redactado un informe para el EUCERS sobre las perspectivas estratégicas del gas no convencional, subtítulo «A game changer with implications for the EU's energy security». Esta publicación, de absoluta actualidad, mereció especial atención de la prensa Británica.

Maximilian Kuhn, ha publicado diversos artículos académicos y ha trabajado en la liberalización del mercado energético turco, habiendo publicado un libro sobre este tema. Es además miembro de diversas asociaciones relacionadas con el mundo de la energía y con algunos países de la región del Golfo Pérsico.

El ponente D. Fernando Pendás, es Doctor Ingeniero de Minas por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas de Madrid. A lo largo de su vida profesional y académica, ha tenido ocasión de desarrollar trabajos de investigación en los campos de la estratigrafía, hidrología subterránea, contaminación de aguas, geología del petróleo y almacenamientos subterráneos.

El Dr. Pendás, fue catedrático de universidad en el Departamento de Explotación y Prospección de Minas de la Universidad de Oviedo desde el año 1978 hasta su jubilación en 2008, ocupando durante varios años el puesto de subdirector de Investigación de la ETS de Ingenieros de Minas de la Universidad de Oviedo, así como el puesto de director de la citada escuela. Como profesor visitante, realizó una estancia de un año entre 1990 y 1991 en la Universidad de South Florida en los EE.UU.

Por otro lado, ha trabajado en distintas empresas y organismos tales como: PETROFINA, CAMPSA, Instituto Geológico y Minero de España, y en la Empresa Nacional ADARO. Asimismo, ha participado

como director o codirector en proyectos I+D, y ha dirigido numerosos proyectos de investigación hidrogeológicos, medioambientales y geológico mineros, para numerosas empresas y organismos oficiales.

El Dr. Pendás, ha ocupado diversos cargos en gran número de comisiones y asociaciones, entre las que cabe destacar: el Grupo Especial de Aguas Subterráneas de la Asociación Nacional de Ingenieros de Minas, la Comisión Nacional de Geología, la Comisión Nacional de Geodesia y Geofísica, y la Comisión de Energía del Instituto de Ingenieros Civiles.

Previa introducción a los temas que se tratan en la mesa redonda «situación y perspectivas del gas no convencional: shale gas», considero oportuno subrayar que, la aparición del gas no convencional, y particularmente del «shale gas», está teniendo importantes repercusiones, no solo en el mercado del gas natural, sino en el conjunto del panorama energético mundial, repercusiones que pueden alcanzar el ámbito geopolítico.

Maximilian Kuhn, experto en la materia y coautor de la reciente publicación del EUCERS, «Perspectivas estratégicas del gas no convencional», nos ilustrará en su ponencia sobre este apasionante asunto, tocando aspectos tan importantes como la incidencia de esta fuente de energía en las reservas de gas natural en el mundo, en los precios del gas natural, y en el aseguramiento del suministro energético, presentándonos las principales restricciones que pueden limitar o ralentizar el aprovechamiento futuro de este recurso, particularmente en Europa.

La expresión «gas no convencional» está de actualidad y puede escucharse y leerse con frecuencia en los medios de comunicación. De forma que, el Dr. Fernando Pendás, explicará en su ponencia, qué es el gas no convencional, y qué representa el «shale gas» en particular, en el mundo del gas no convencional. Asimismo, expondrá el desarrollo histórico del gas no convencional, los avances tecnológicos que han propiciado su explotación, y los principales retos con los que se enfrenta en su futuro desarrollo, particularmente en España.

Ponencias

Gas de pizarras: ¿fracturar o no fracturar?

Ashutosh Shastri

Miembro Consultivo de los Comités de Combustibles Fósiles Limpios y de Energía y Políticas Climáticas del WEC
Director de EnerStrat Consulting

Con la publicación de catorce informes, varias audiencias públicas de gran calado, una guerra dialéctica entre dos de los periódicos más importantes de Estados Unidos, una polémica película, y un sinnúmero de artículos que van desde lo sensato y prudente, hasta lo más estrafalario. Todos estos méritos, son suficientes para afirmar que, el «shale gas», ha sido el tema que más debate ha generado en el ámbito de la energía en 2011. Por supuesto, Fukushima y las diversas posturas frente al desarrollo futuro de la energía nuclear, han sido también dos de los asuntos más importantes entre la comunidad de analistas geopolíticos del campo en 2011.

No hay lugar a dudas de que el gas de pizarras («shale gas»), ha desempeñado un papel predominante en Estados Unidos y lo seguirá haciendo en el futuro. Gracias a ello, ha llamado la atención de los expertos en energía y los políticos de todo el mundo.

A pesar de que el debate producido en 2011 se ha extendido en cierta forma a todos los ámbitos, se ha centrado principalmente, como es lógico, en los puntos siguientes: el desarrollo tecnológico y su impacto económico, la competitividad del mercado energético y su papel entre los combustibles del futuro, las políticas públicas y normativas, y por último, en la sostenibilidad medioambiental.

El «shale gas» y su impacto en la geopolítica energética, requiere un estudio muy minucioso y una respuesta meditada. En mi opinión, la respuesta a la pregunta del titular, «¿fracturar o no fracturar?» es un inequívoco, pero prudente: «sí: fracturar».

En el presente artículo, se estudia el delicado equilibrio de fuerzas en juego en los ámbitos relacionados con el gas de pizarras, y cómo la aparición de éste, puede crear nuevos campos de batalla en el mercado del gas natural, que tan rápidamente se está globalizando. Para concluir, se hará un repaso de los avances en el campo.

Primeramente, se expone la necesidad de llevar a cabo un debate razonado, matizado y basado en hechos sobre el «shale gas». De hecho, es precisamente lo que los líderes políticos están intentando hacer en diversas partes del mundo.

El resto del documento, tras intentar explicar el contexto geológico que rodea al «shale gas», se organiza en torno a los siguientes apartados:

- Las fuerzas estratégicas en juego en el sector del gas de pizarras.
- La historia del gas de pizarras en Estados Unidos: qué hace falta para que el «shale gas» tenga éxito.
- Las consecuencias geoestratégicas del gas de pizarras y los nuevos campos de batalla.
- Las cuestiones emergentes y las perspectivas sobre el gas de pizarras a medio plazo.

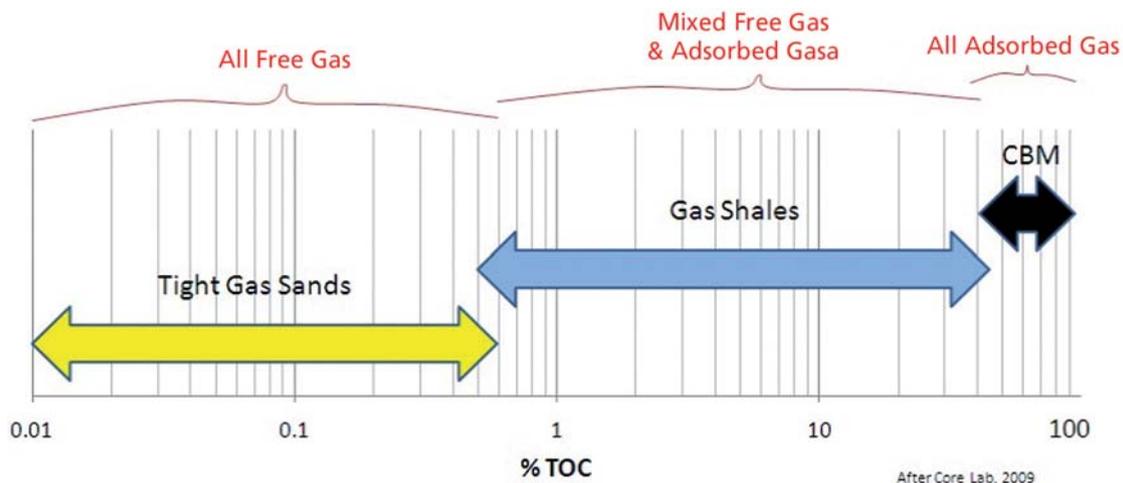
1. «Shale gas» en el universo del «gas no convencional»

La mejor forma de describir el gas no convencional, es como parte de un continuo de probabilidad de obtener gas natural albergado en arenas compactas, o en formaciones de muy baja permeabilidad («tight gas»), gas natural atrapado en pizarras (denominado como gas de pizarras), y gas en las capas de carbón, denominado como metano de capas de carbón («coal-bed-methane»-CBM); y en el que, la combinación de diversas tecnologías de perforación horizontal y estimulación mediante la fractura de la roca, consigue aumentar las fracturas naturales que aparecen en estas formaciones, para poder extraer el gas natural.

A diferencia del gas convencional, que se encuentra en yacimientos de petróleo y gas convencionales, el gas no convencional, se encuentra almacenado en formaciones rocosas, pudiendo aparecer atrapado (de forma libre o adsorbido) en formaciones de rocas sedimentarias.

La mejor manera de representar el gas no convencional, es según el nivel de adsorción del gas natural en la formación y según el contenido total en materia orgánica (TOC), como se muestra en la figura siguiente.

Figura 1. Porcentaje de TOC según el tipo de gas no convencional («shale gas», «coal-bed-methane», «tight gas»)



Fuente: Informes del DECC (2011) y entrevistas a expertos.

Un mayor valor de TOC, se asocia a una mayor productividad. Sin embargo, los expertos opinan que, desde una perspectiva de optimización de costes, un TOC entre 2 y 4 es ideal para el «shale gas».

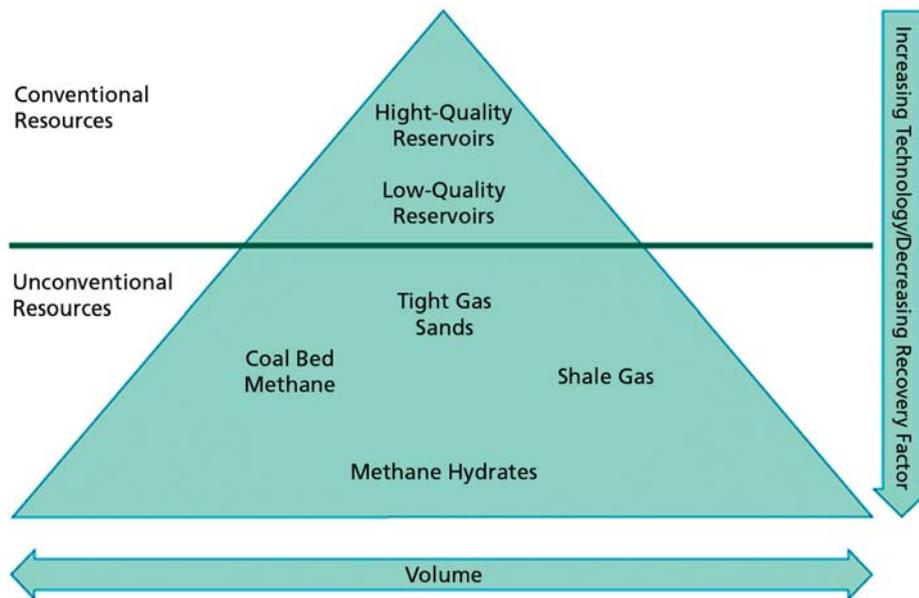
El gas natural no convencional, se encuentra en los poros y fracturas de estas formaciones geológicas, por lo que, tanto la porosidad como la permeabilidad, son características importantes que definen el gas de dichas formaciones como «no convencional». Asimismo, cabe señalar que la definición de lo que constituye el gas no convencional, provenía del código fiscal estadounidense, que en la década de los setenta lo definía como, gas obtenido de formaciones rocosas cuya porosidad era del 10% o inferior, y cuya permeabilidad fuera inferior o igual a 0,1 miliDarcies.

Para la extracción económica del gas no convencional, es necesario estimular la formación rocosa que lo contiene, creando una permeabilidad artificial que permita fluir el gas. Se realiza por medio de una combinación de técnicas de fracturación de la roca y perforación horizontal. Durante el proceso de estimulación de la roca, con objeto de crear una permeabilidad artificial en la misma, se bombea un fluido con diversos aditivos y arena fina a elevada presión, en el terreno donde se encuentra la formación rocosa, y se generan microfracturas mediante la inyección de las partículas de arena, lo que permite que el gas atrapado se libere y fluya. La técnica de perforación horizontal a lo largo de la fractura, permite acceder a un volumen de roca mucho mayor. Por tanto, la cantidad de sondeos exploratorios ver-

ticales que se deben realizar para ser perforados, es baja, a diferencia de lo que ocurre en los yacimientos convencionales, en los que se necesita perforar muchas rocas en la fase de exploración antes de que se pueda empezar a explotar las reservas comerciales de gas. Los riesgos de exploración en el caso del «shale gas», son menores que para el gas convencional.

En la siguiente figura, se representan de forma sencilla los factores diferenciadores entre recursos convencionales y no convencionales, desde el punto de vista de la tecnología necesaria, el factor de recuperación, y el volumen relativo de recursos a los que se puede acceder.

Figura 2. Gas natural no convencional-Pirámide de volumen/calidad



Fuente: Estudio del MIT, «MIT Natural Gas Study», DECC y consultas a expertos.

Como se puede ver en la figura anterior, los recursos convencionales se encuentran en la parte superior de la pirámide y los recursos no convencionales se sitúan en la parte inferior de la misma. Esto implica que los recursos no convencionales aparecen a mayores profundidades y son relativamente más abundantes. Sin embargo, debido a la menor permeabilidad, los factores de recuperación son mucho menores, es decir, se requieren tecnologías más sofisticadas para alcanzar tasas de recuperación elevadas (los costes de desarrollo son altos). Asimismo, se puede observar que existen diferentes fuentes de gas no convencional: «coal bed methane», «methane hydrates» (hidratos de gas metano), «tight gas» y «shale gas». Los dos últimos se encuentran en auge y se espera que siga siendo así en los próximos años. El motivo de su potencial, es la disponibilidad de la tecnología, la experiencia demostrada y la abundancia de dichos recursos, ya que, a diferencia del gas natural convencional, se extienden a lo largo de zonas mucho más extensas.

2. Fuerzas estratégicas trabajando en el gas de pizarras

El «espacio estratégico» del gas de pizarras está en constante evolución, ya que, a medida que se dan avances en el campo, surgen también nuevos desafíos. Por un lado, los considerables avances en las técnicas de fracturación hidráulica, traen como resultado la reducción de los costes de producción unitarios con relativa rapidez, permitiendo su desarrollo; y por otro lado, han surgido cuestiones relacionadas con la calidad del aire y la contaminación de las aguas, que plantean un desafío para el futuro desarrollo sostenible de los recursos de gas de pizarras.

Aunque ya no se espera que se produzca ninguna revolución tecnológica en el campo del «shale gas», su éxito futuro pasa por una asimilación gradual de las mejores prácticas emergentes en las opera-

ciones de perforación y producción. El reto consiste en encontrar la mejor forma de desarrollar un protocolo industrial que se extienda a todo el sector, y que permanezca «vivo», absorbiendo continuamente las mejores prácticas.

Tal como se mencionó al principio de este documento, las principales estrategias en el ámbito del gas de pizarras son cuatro: *la innovación tecnológica, la estabilidad de las políticas y la normativa, la competitividad dentro del mercado energético, y la sostenibilidad medioambiental*. En cada una de ellas, se establece un equilibrio dinámico entre los factores que favorecen el desarrollo del «shale gas» y los que no, que han llevado al momento actual, en el que la situación parece bastante equilibrada.

En la siguiente figura se muestra un resumen de las fuerzas que intervienen, y en lo que queda de sección, se explica cada una de ellas.

Figura 3. Equilibrio de fuerzas en el desarrollo del «shale gas»



2.1. Innovación tecnológica

Tras un período de experimentación, iniciado por empresas estadounidenses independientes a principios de los ochenta, la combinación de la fracturación hidráulica y la perforación horizontal supuso un verdadero hallazgo para el desarrollo del gas de pizarras a principios de los noventa, y desde entonces, las continuas mejoras en el diseño, y los nuevos enfoques, han conllevado que los costes de explotación de algunas cuencas estadounidenses sean cada vez más competitivos y se acerquen a los costes marginales de producción.

Sin embargo, los desarrollos son más una función del «know-how», de la práctica y la experiencia. La fracturación hidráulica se probó por primera vez en yacimientos de petróleo en Texas en la década de los cuarenta, y se ha ido perfeccionando a lo largo de los años. Hoy en día, todavía se producen avances dirigidos a mejorar los factores de recuperación.

Algo similar ha ocurrido con la perforación horizontal, que ha pasado de ser casi un arte a ser una ciencia. En esta técnica, también se siguen produciendo innovaciones. Entre los ejemplos de ello, cabe citar la perforación multinivel, en la que las perforaciones se mueven lateralmente a intervalos de profundidad uniformes, consiguiendo así aumentar el área de actuación, lo que permite que se exploten más recursos y se mejoren los factores de recuperación de gas.

Las nuevas técnicas para la caracterización de las formaciones rocosas y otros avances geomecánicos y geofísicos permiten una mejor caracterización de los pozos en la etapa de exploración, con lo que se consigue una mejor modelización de los posibles yacimientos, optimizando los programas de perforación, y se proporciona un mejor conocimiento de la posición y orientación de las fracturas. Además, se están produciendo numerosos avances, que se espera, reduzcan los riesgos en la estimación de volúmenes de gas de pizarras.

A pesar de ello, quedan por afrontar retos considerables. Como se ha mencionado, el mayor reto es la creación de un protocolo de conocimiento, que detecte de forma sistemática las mejoras continuas en las prácticas de operación, desarrollando patrones de referencia para llevar a cabo las mejores prácticas.

Se esperan nuevos adelantos tecnológicos importantes en este campo, tales como, el aumento en la recuperación de CO₂ en el «shale gas», que es una línea muy prometedora. Esta opción ya existe a nivel comercial para el CBM, pero para el gas de pizarras, la tecnología se encuentra aún en fase de pruebas.

Dada la necesidad de perforar una gran cantidad de pozos en una superficie extensa (tarea muy repetitiva), todos los avances en el campo del gas de pizarras pueden incorporarse rápidamente como mejores prácticas de actuación. Esto es muy poco común en el ámbito del desarrollo energético tecnológico y permite que el aprendizaje sea mayor en comparación con otras tecnologías del ámbito energético, como por ejemplo, los parques eólicos «off-shore». La industria del gas de pizarras, ya ha demostrado lo rápido que asimila las mejores prácticas disponibles, y que los niveles de aprendizaje se aceleren aún más, es una perspectiva fascinante.

2.2. Estabilidad de las políticas y las normativas

En el ámbito de la política y la normativa, la atención se centra en los desafíos relacionados con hacer llegar la información sobre el gas de pizarras, tanto a los ciudadanos como a los agentes interesados, desarrollando políticas y regímenes transparentes de concesión de licencias, aunque ya se está empezando a intercambiar bastante información entre los reguladores.

Entre otras cuestiones relevantes, cabe citar las siguientes: los derechos al subsuelo y la asignación asociada a las perforaciones para obtener gas de pizarras, el desarrollo de normas y mecanismos de control sobre la calidad del aire y el agua en proyectos relacionados con el «shale gas», la creación de políticas que incentiven la investigación y el desarrollo continuo en el sector, y el desarrollo de marcos de evaluación para valorar el impacto sobre el uso del suelo, la ecología y la fauna. Un ámbito que ha tenido especial atención mediática en 2011, han sido las normas de transparencia en relación al uso de fluidos para la fractura hidráulica.

Muchas de estas cuestiones surgieron en Estados Unidos, pionero en el uso del gas de pizarras, pero ya se han empezado a plantear (y abordar) en otras partes del planeta, por ejemplo, en Polonia, donde se están produciendo grandes avances en relación al gas de pizarras.

En el verano de 2011, el secretario de Energía de Estados Unidos, constituyó un consejo asesor sobre el «shale gas», publicándose un informe provisional a los 90 días, el 18 de agosto de 2011: el informe «SEAB» del subcomité. En mi opinión, muchos de los retos regulatorios mencionados, incluidos aquellos sobre la creación de un mecanismo de detección de las mejores prácticas emergentes, han sido abordados en este informe.

La forma de tratar las cuestiones relacionadas con las políticas y la normativa en esta parte del mundo, será un indicador útil para predecir la trayectoria de crecimiento del gas de pizarras a escala mundial.

2.3. Sostenibilidad medioambiental

2011 ha sido un año especialmente intenso en el ámbito medioambiental para el gas de pizarras. Entre las cuestiones más importantes, se encuentran las siguientes: el contenido de gases de efecto invernadero (GEI) del gas de pizarras desde la perspectiva de las emisiones en todo su ciclo de vida, la excesiva extracción de agua y los problemas relacionados con la gestión del agua en general, el deterioro de la calidad del aire, la contaminación de las aguas subterráneas (los acuíferos) debido a la inyección de fluidos tóxicos para realizar la fracturación, los vertidos a nivel de superficie derivados de las perforaciones y la recirculación de los fluidos, y por último, la gestión del agua residual.

La cuestión más problemática de todas, parece ser la huella total de GEI del gas de pizarras. Han surgido muchas opiniones contrapuestas sobre la metodología adoptada para determinar las emisiones durante todo el ciclo de vida de este tipo de gases: la más radical ha sido la propuesta por una institución académica que sostuvo que «la huella total de GEI del gas de pizarras, es mayor que la del carbón». Aunque esta cuestión todavía no está zanjada por completo, el punto más controvertido de la metodología, parece ser la hipótesis sobre el marco temporal del metano, que es un compuesto con un elevado potencial de calentamiento global («global warming potential» - GWP), con un valor de 22.

El Laboratorio Nacional de Tecnología de la Energía en EE.UU. («U.S. National Energy Technology Laboratory» - NETL) y la Agencia Internacional de la Energía («International Energy Agency» - IEA), han respondido con comentarios detallados acerca de esta cuestión. Aunque parece que este asunto se resolverá, cabe recordar que el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático («Intergovernmental Panel on Climate Change» - IPCC), que es el organismo independiente que asesora a las agencias de la ONU y que, según se cree, está trabajando en la metodología de forma independiente, aún no ha comentado nada sobre el tema. Todavía está por ver si la cuestión se resuelve tras la publicación del 5º Informe de evaluación del IPCC, prevista en 2015.

En lo relativo a la contaminación de las aguas subterráneas, parece que el impacto mediático no se corresponde con los datos que se conocen. En las tablas siguientes (tablas 1 y 2), basadas en un estudio del MIT y en entrevistas a especialistas y a expertos, se ofrecen algunos datos significativos: los incidentes (importantes) producidos en Estados Unidos en un periodo de cinco años (periodo 2005-2009), con 20.000 pozos en operación perforados en el periodo 2001-2010, han sido de 43. De ellos, 20 están relacionados con la contaminación de las aguas subterráneas, y 14 con vertidos producidos en las instalaciones. El sector defiende que la información ofrecida en los medios y la preocupación generada sobre la contaminación de las aguas subterráneas no refleja los datos (se han producido 20 incidentes de 20.000 pozos en funcionamiento). Además, la diferencia de profundidad entre las formaciones rocosas que albergan gas de pizarras y los acuíferos, y la baja permeabilidad de las formaciones rocosas, parece indicar, que el miedo a que se produzca contaminación por migraciones a través de la formación, es exagerado.

Tabla 1. Incidentes de gran impacto relacionados con la perforación en pozos de gas (2005-2009)

<i>Tipo de incidente</i>	<i>Número de casos</i>
Contaminación de aguas subterráneas por el gas natural o por el fluido de perforación	20
Vertidos superficiales in situ	14
Problemas relacionados con la eliminación de los residuos fuera del emplazamiento	4
Problemas de extracción del agua	2
Problemas de calidad del aire	1
«Blow outs»	2
Total: Total	43
Número de pozos perforados	20.000

Tabla 2. Distancia de separación entre la formación de «shale gas» y los acuíferos menos profundos de agua dulce en las principales cuencas

Cuenca	Profundidad de la formación (ft)	Profundidad del acuífero (ft)
Barnett	6.500-8.500	1.200
Fayetteville	1.000-7.000	500
Marcellus	4.000-8.500	850
Woodford	6.000-11.000	400
Haynesville	10.500-13.500	400

Nota: Profundidad en pies (ft). 1 metro = 3,281 pies.

Fuente: Estudio del MIT sobre el gas natural de mayo de 2011, entrevistas con expertos y análisis de equipo.

2.4. Competitividad en los mercados energéticos

En esta fase de su evolución, sería aventurado especular sobre el impacto que tendrán los avances en el sector del gas de pizarras sobre el precio del gas en Estados Unidos a largo plazo, y más aún sobre su influencia en el mercado del gas a nivel mundial, cada vez más globalizado. También sería quizás prematuro concluir, que la competitividad de los costes de producción del gas de pizarras se mantendrá a largo plazo.

A corto plazo, parece probable que los bajos precios actuales del gas en Estados Unidos se mantengan. En estas condiciones, siempre y cuando los argumentos relativos a los GEI expuestos por el NETL y la AIE se acepten, y EE.UU. se mantenga firme en su compromiso de reducir las emisiones de CO₂, puede que se produzca un cambio del carbón al gas. Ciertamente, el panorama de precios bajos supone una oportunidad óptima para que dicho país reafirme su compromiso con la reducción de las emisiones de CO₂.

El tema crítico en este punto es, qué papel va a jugar el gas de pizarras en el futuro mix energético de los países. Más específicamente, falta por ver cuál será el impacto del gas de pizarras en el «mix de energía fósil» en comparación con el «mix energético no fósil».

En lo que se refiere al mix energético fósil, hay que considerar la competencia entre los distintos combustibles, del carbón actual y del futuro «carbón limpio» que incluya el proceso de captura y almacenamiento de CO₂ (CCS, «Carbon Capture and Storage»), teniendo también en cuenta la captura y almacenamiento de las plantas de gas. Tal vez, de pronóstico más incierto, y potencialmente la mayor incertidumbre en cuanto a «capital en riesgo», surgirá entre el gas de pizarras y el Gas Natural Licuado (GNL). Sólo hace falta retornar a comienzos de la década, cuando en EE.UU. se planteó construir 44 terminales de regasificación de gas natural, de las cuales en la actualidad se han construido unas diez o doce. Lo que contrasta con la actual situación en el país, ya que se están preparando para habilitar las instalaciones y ser exportadores de gas.

En cuanto al mix energético no-fósil, éste es igualmente incierto y arriesgado. Será ocupado en el futuro por fuentes de energía nuclear y renovable (solar, eólica, etc.), además de por diversas tecnologías basadas en la gestión de la demanda. Se trata de una componente del mercado energético creada y dirigida por la política, y que depende mucho de ella y, si bien algunas tecnologías (como la energía eólica en tierra) están alcanzando rápidamente la paridad de red («grid parity»), muchas de las tecnologías renovables, dependen de las ayudas públicas.

El gas de pizarras, depende en gran medida de la cuenca, y tendería a competir con proyectos ya existentes de suministro de gas en el mercado. En Estados Unidos, supone una gran ventaja el hecho de que las empresas del sector del «shale gas» compartan ubicación con los centros de demanda y puedan acceder de forma inmediata a los gasoductos de tránsito. Cualquier otro proyecto que comience, ya sea en otras zonas de Estados Unidos o en otras partes del mundo, debe de tener en cuenta estas cuestiones para garantizar su competitividad.

En resumen, en el emergente sector del gas de pizarras, entran en juego muchos y muy variados factores; el sector está avanzando, y posiblemente lo seguirá haciendo, pero con un equilibrio dinámico. Para que naciera este nuevo y prometedor sector en Estados Unidos, fue necesaria una combinación perfecta e inusual de los siguientes factores: innovación tecnológica y disponibilidad de recursos, leyes que favorecían los derechos al subsuelo, y una normativa relativamente benévola y de apoyo al «shale gas». Las regiones que aspiren a impulsar este sector, harían bien en estudiar la experiencia estadounidense con más detalle.

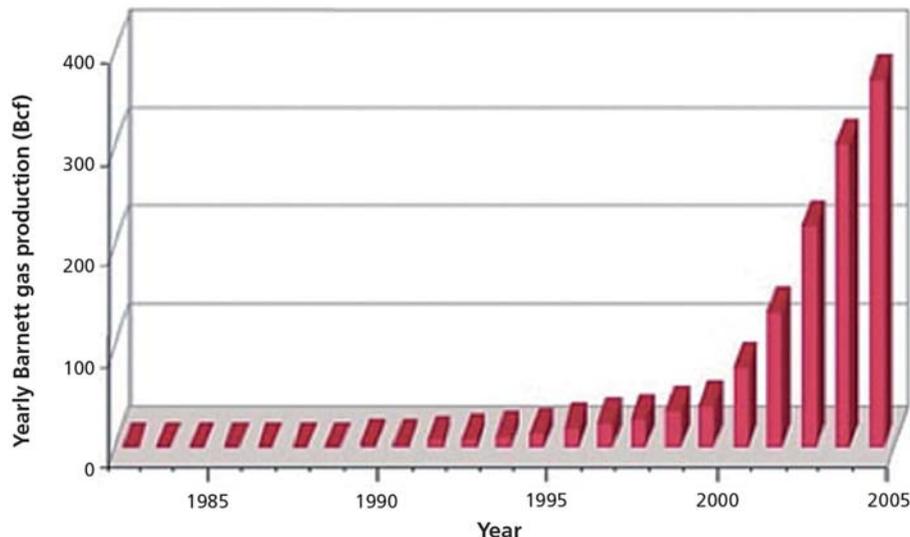
3. La historia del gas de pizarras en Estados Unidos. Qué hace falta para que el gas de pizarras tenga éxito

En la actualidad, el dominio de Estados Unidos en el desarrollo del «shale gas» es incuestionable. Su avance ha supuesto una verdadera revolución en el mercado de gas natural del país. En 2010, su producción fue de 5,6 Tcf, cuando en el año 2000 fue de 0,4 Tcf. En la actualidad, el gas de pizarras representa alrededor del 25% de la producción de gas del país, y se espera que este porcentaje aumente considerablemente en los próximos años. Así, actualmente se prevé que en 2035, el 46% de la producción de gas estadounidense provenga de la explotación del gas de pizarras.

Las cuencas de Barnett y Fort Worth fueron de las primeras en explotarse en Estados Unidos, y su trayectoria de crecimiento, en especial desde el año 2000, ha sido el fiel reflejo de las tendencias del gas de pizarras en todo el país.

En la siguiente imagen se ilustra el crecimiento en la producción de gas de pizarras.

Figura 4. Producción anual de gas de pizarras en la formación de Barnett, cuenca de Fort Worth en Bcf («billion cubic feet»)



Fuente: Informe del Instituto Post Carbon, publicaciones del sector y entrevistas.

A partir de 2005, la subida de los precios de gas a nivel nacional disparó las inversiones en nuevas técnicas. Tras las valoraciones del Servicio Geológico de Estados Unidos («U.S. Geological Survey», USGS) en 2007/08, el «shale gas» se hizo finalmente popular y los nombres de empresas pioneras como Chesapeake Energy, XTO y Devon Energy, se empezaron a hacer más conocidos.

El campo de Barnett, en el norte de Texas, produjo en junio de 2011 más de 5,6 Bcfd con casi la mitad de plataformas en funcionamiento que dos años antes (en 2009 la producción fue 5,3 Bcfd). Esto implica que la producción por plataforma está aumentando, en contra de lo que apuntan algunos medios de que los pozos de gas de pizarras están decayendo en Estados Unidos a un ritmo mayor de lo esperado.

Según Aubrey McClendon, presidente de Chesapeake Energy, «La producción de gas de pizarras representa actualmente el 25% de la producción de gas natural en EE.UU., y si su rendimiento no fuera bueno, los precios no serían tan bajos, ya que la demanda de gas en EE.UU. es mayor que nunca».

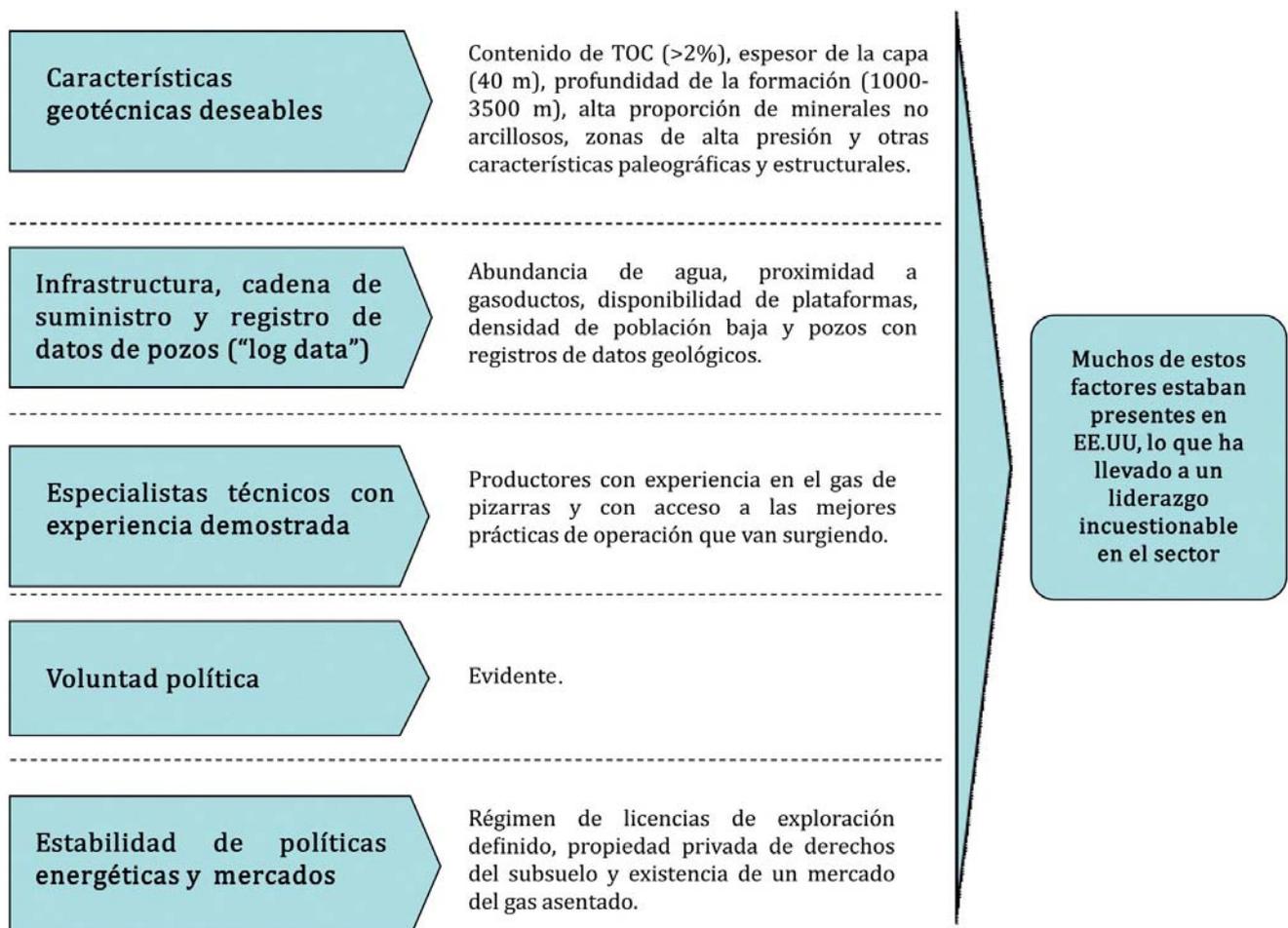
El miedo a que la producción de gas de pizarras ya esté decayendo en Estados Unidos, parece infundado. De hecho, muchos de los contratos de arrendamiento de yacimientos de gas de pizarras firmados a comienzos de la década en el país, funcionaban sobre la base de que si se dejaba de perforar se rompía el acuerdo («drill or lose»), lo que daba a las empresas promotoras pocas opciones de «controlar» la producción. Debido a la naturaleza de desarrollo del gas de pizarras, estas empresas disponen de un grado de control sobre su producción relativamente mayor que en el caso del gas convencional, sin embargo, para no perder sus contratos, no tienen más opción que ser fieles a sus programas de perforación. Esto podría explicar en cierto modo, la actual postura en el sector del gas de pizarras en EE.UU., que se está planteando la posibilidad de exportar el excedente de gas en forma de GNL.

Según Charif Souki, presidente de Cheniere Energy Partners, «Las previsiones y la producción de gas de pizarras seguirán creciendo y las exportaciones en forma de GNL son una realidad, ya que de lo contrario, se tendría que quemar el excedente de gas».

Tal como se ha mencionado al final de la sección anterior, en Estados Unidos se produjo una combinación poco usual de condiciones idóneas para el desarrollo del gas de pizarras y es difícil que éstas se repitan ahora, a medida que este gas se hace más conocido en otras partes del mundo.

En la imagen siguiente, se señalan los factores clave en el desarrollo del gas de pizarras. Cabe destacar el gran número de factores que desempeñaron un papel relevante en el caso de Estados Unidos.

Figura 5. Resumen de factores clave en el desarrollo del gas de pizarras



Sin embargo, por encima de todo, el éxito del gas de pizarras en Estados Unidos es la historia de una apuesta persistente por la innovación, y la habilidad en la toma de riesgos por parte de empresas de petróleo y gas, y sobre todo por la colaboración entre compañías innovadoras como XTO Energy (adquirida por Exxon Mobil), Chesapeake Energy y Devon Energy, y de las empresas independientes que les prestan servicio.

Durante más de 12 años, entre 1981 y 1993, un equipo de ingenieros dirigido por los hermanos George y John Mitchell (de la compañía «Mitchell Energy and Developments», ahora parte de Devon Energy), experimentaron con una serie de tecnologías para comprender cómo liberar el gas atrapado en las formaciones rocosas de baja permeabilidad. El gran avance que supuso descubrir que «se podía crear una permeabilidad en la formación rocosa y estimular el gas para que fluyera a través del pozo», continuó con la colaboración con empresas independientes del sector del petróleo, para unificar las técnicas de «fracturación hidráulica» y «perforación horizontal», con el objetivo de obtener más petróleo y gas del subsuelo y perfeccionar las técnicas para trabajar en las formaciones rocosas (de «shale gas» de alta densidad) y producir gas de pizarras de manera comercial.

Aunque las regiones que aspiren a producir «shale gas» no tienen por qué repetir lo que hicieron los hermanos Mitchell, es esencial que dispongan de las condiciones geológicas y de los recursos necesarios en el territorio.

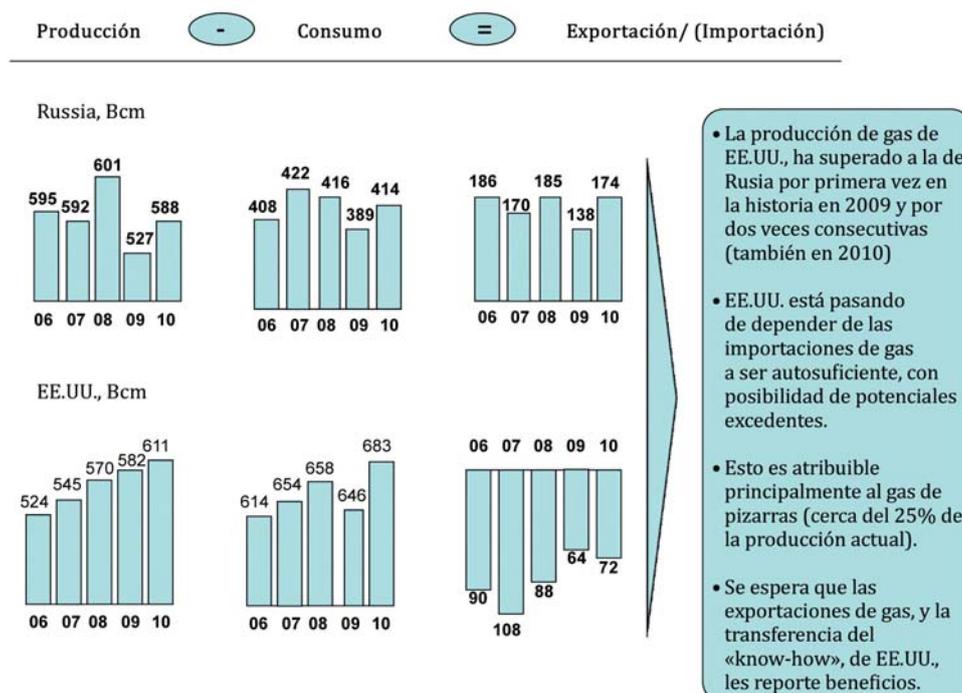
Como ya se ha explicado, el desarrollo del gas de pizarras es, además de todo lo anterior, un juego de conocimiento del proceso y de mejora continua.

4. Campos de batalla emergentes: consecuencias geoestratégicas del gas de pizarras

Como se ha citado previamente, la producción de «shale gas» contribuye en una cuarta parte a la producción total en EE.UU., habiendo superado en 2009 y 2010 a Rusia como mayor productor de gas del mundo gracias a la contribución del gas de pizarras. Este hecho, representa el cambio aislado más importante en un mercado de gas cada vez más globalizado, y es posible que sea el factor externo más significativo sobre la geopolítica energética mundial.

En la figura siguiente, se compara la producción de gas de Estados Unidos y Rusia durante los últimos cinco años de la pasada década.

Figura 6. Las consecuencias geopolíticas. Cada vez más evidentes



Fuente: Estudio estadístico de BP, 2011, publicaciones del sector y análisis del equipo.

Mientras Rusia sigue siendo exportador neto, Estados Unidos aún no ha emergido como tal. Sin embargo, se espera que la producción de gas de pizarras crezca hasta el 46% de la producción total de gas en EE.UU. debido a los factores anteriormente mencionados, por lo que parece que las exportaciones son una realidad emergente.

¿Mantendrá Estados Unidos su liderazgo actual en el sector del gas de pizarras y se convertirá en un proveedor mundial, o será fiel a su estrategia tradicional de «conservación de los recursos»?

La forma en la que el país equilibrará sus objetivos de independencia energética y exportación de energía, sigue siendo una pregunta abierta a día de hoy. En mi opinión, a pesar de que todo apunta a una estrategia basada en la exportación, lo más probable es que, a largo plazo, Estados Unidos se centre en su estrategia de independencia energética en detrimento de las exportaciones. En el momento inmediatamente anterior a la publicación de este artículo, se dio la noticia de que la empresa estadounidense Cheniere LNG había firmado un acuerdo de compraventa con la empresa GAIL de India por 3,5 Mtpa (millones de toneladas/año) de GNL durante 20 años, a un precio de referencia no revelado. Este hecho va en contra de mis previsiones actuales, si bien, es importante mencionarlo.

Estados Unidos, puede optar por la exportación del gas producido, o bien por la exportación de sus conocimientos sobre la producción de gas de pizarras. Combinar la independencia energética del país, con la transferencia de tecnológica y de conocimientos, parece una opción más convincente que la basada en la exportación del recurso.

Con independencia de la estrategia que siga el país, este cambio en el panorama energético, añadirá una nueva dimensión de complejidad al mercado de gas natural, en proceso de globalización. Siendo probable que modifique los campos de batalla existentes o que cree otros nuevos.

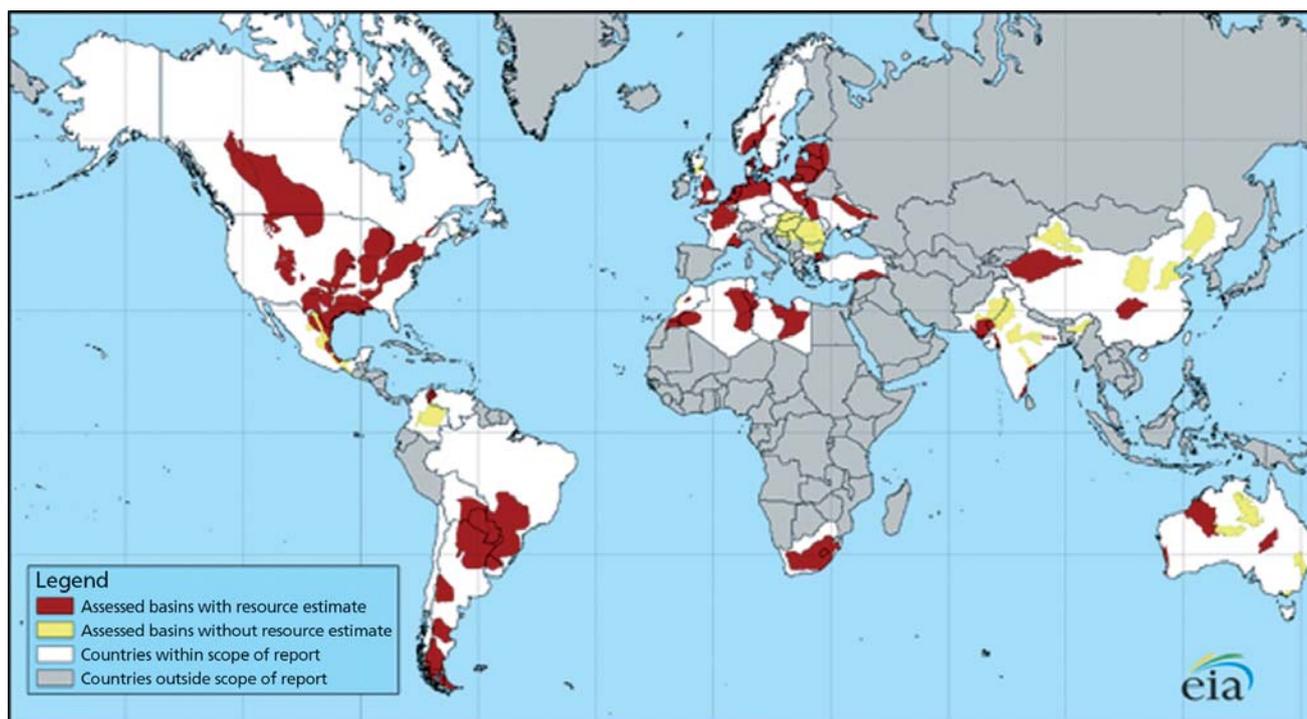
En Estados Unidos se presenta una amplia variedad de estrategias a elegir, en cuanto al mercado de gas elegido, que puede ser el de Asia-Pacífico o Europa, y al tipo de exportación, basada en la transferencia de conocimiento o en la exportación del recurso; y existe un gran número de combinaciones posibles entre ellas. El acceso al mercado asiático, cuyos precios actuales son más altos y es un mercado más atractivo, implicaría el acceso por el Pacífico a través de una expansión del Canal de Panamá; mientras que el mercado europeo, no presenta en la actualidad ninguna barrera física a la exportación. Sin embargo, la incertidumbre actual en la demanda y la estructura del mercado en Europa, ofrece oportunidades limitadas. Además, tanto España como Reino Unido, los mercados más cercanos a la costa Este, han diversificado ya el suministro de gas y los precios en estos mercados, lo que implicaría tener que justificar los costes de inversión relacionados con la re-exportación.

Un caso que expone la estrategia de transferencia de conocimientos, es la cada vez más estrecha relación entre Estados Unidos y Polonia en lo que respecta al gas de pizarras. Este acercamiento, parece tener el objetivo secundario de reducir el dominio de las exportaciones rusas en Europa.

A parte de todos estos acontecimientos, en 2011 se publicó además, la primera valoración importante en referencia al gas de pizarras. La EIA publicó por primera vez un estudio sobre 48 cuencas de «shale gas» en 32 países, en 14 regiones fuera de EE.UU., que sumaban un total de casi 70 formaciones de gas de pizarras.

La siguiente figura, muestra las zonas donde se han evaluado por primera vez los recursos relacionados con el gas de pizarras.

Figura 7. Mapa mundial de producción emergente de gas de pizarras



Fuente: EIA-«U.S. Energy Information Administration», mapa mundial del gas de pizarras.

En base al estudio de la EIA, cabe destacar varias cuestiones:

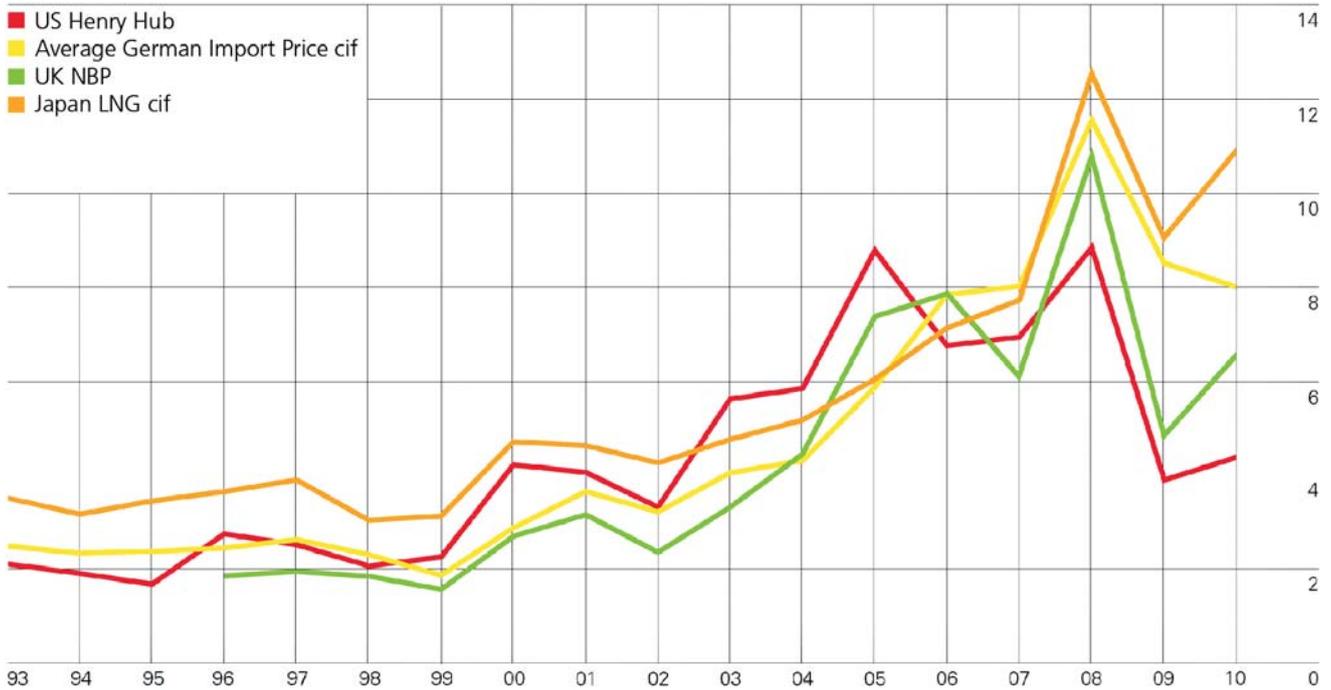
- Las regiones de Oriente Próximo y Rusia (áreas suministradoras de gas convencional) no se estudiaron, pero, ¿es posible que dispongan de recursos?
- El Sur de Brasil, Paraguay, y parte de Bolivia y Argentina disponen de una cantidad sustancial de recursos: ¿exportará Estados Unidos sus conocimientos allí?
- Los recursos sudafricanos podrían dar servicio a los mercados de gas de la cuenca atlántica y la de Asia-Pacífico, por lo que el país podría hacerse con una parte del emergente mercado de suministro australiano.
- Los recursos identificados en el norte de África y en algunas zonas de la UE, podrían suministrar a los mercados de gas de la UE. ¿Qué pasaría entonces con los proyectos de gasoductos de larga distancia?
- ¿Refuerzan los recursos de gas de pizarras encontrados, las aspiraciones de Australia de liderar las exportaciones en Asia-Pacífico?
- ¿Suponen los recursos de gas de pizarras encontrados en la parte occidental de China (que se suman a los de CBM), un estímulo para el sistema de gasoductos que recorre China de Este a Oeste?

Cada uno de los puntos enumerados podría modificar de forma significativa el campo de batalla en el mercado de gas o crear uno nuevo. A medida que se publiquen más evaluaciones de cada una de las cuencas, es probable que se vaya definiendo más claramente el mercado.

En la siguiente figura se muestran las tendencias de precios en el período que va de 1993 a 2010 (final de año) en los mercados de intercambio de gas públicos más importantes: Estados Unidos («Henry Hub», rojo), Reino Unido (NBP, verde), el GNL de Japón (naranja) y el precio medio de importación de Alemania (amarillo) como referencia de precio de entrada en Europa.

Figura 8. Tendencias de precios de los principales mercados públicos de intercambio de gas

Prices
\$/Mmbtu



Fuente: Estudio estadístico de BP, 2011, publicaciones del sector y análisis del equipo.

En la figura anterior, se observa que los precios se han ido modificando de forma relativamente similar, lo que indica la tendencia a un mercado globalizado. Si bien, la diferencia entre el precio del gas en Estados Unidos y el resto de los mercados, está comenzando a agudizarse. ¿Verá Estados Unidos las exportaciones en forma de GNL como una forma de escapar de la espiral descendente de precios del gas, o aprovechará la oportunidad para crear una economía realmente basada en el gas que también pueda incluir aplicaciones de transporte del gas natural?

Está claro que el gas de pizarras tiene potencial para cambiar de forma significativa la geopolítica actual del gas natural, y posiblemente, de la energía en general.

Concluimos pues este apartado, con una serie de preguntas abiertas o tendencias a las que se debe prestar atención:

- ¿Será el gas de pizarras la pieza que faltaba en el rompecabezas para hacer que el mercado del gas sea realmente global?
- ¿Cómo se desarrollarán las dinámicas entre el «shale gas» y el GNL? ¿Cómo evolucionarán en el largo plazo los patrones de precios del gas y del comercio internacional?
- Con esta nueva realidad del gas a nivel global, ¿cómo cambiarán las políticas del resto de los combustibles fósiles y el panorama del mercado energético? ¿Qué papel jugará la captura y almacenamiento del carbono?
- ¿Cómo influirán, las distintas opciones de mercado de combustible en las regiones clave mundiales (Estados Unidos-Europa-Asia/China)?
- ¿Cómo cambiará la jerarquía actual del suministro global de gas? ¿Aparecerán nuevos actores que se unan a los actuales? ¿Quiénes?
- ¿Buscará activamente Estados Unidos liderar las exportaciones de gas a nivel mundial? ¿Podrá el gas de pizarras convertirse en el instrumento de la política energética de Estados Unidos a nivel internacional?

- ¿Abrirá la expansión del Canal de Panamá nuevas oportunidades en EE.UU. para el comercio en Asia-Pacífico?
- ¿Cuánto tardará en implantarse la licuefacción en EE.UU. para aprovechar las oportunidades de la cuenca atlántica?

5. Cuestiones emergentes y perspectivas sobre el gas de pizarras

El gas de pizarras no se limita a ampliar las posibilidades que el gas natural ofrece en la transición hacia fuentes de energía más limpias y a favorecer la seguridad energética. Además, aumenta las posibilidades de recursos, su explotación a costes competitivos y su duración, lo que contribuye a situarlo en un lugar privilegiado en el panorama energético global.

El hecho de que el gas de pizarras se preste a mejoras continuas en el proceso, y de que el sector no esté esperando otra revolución tecnológica, sugiere que la competitividad en costes se puede alcanzar de forma relativamente rápida con respecto a otras tecnologías.

Ahora bien, existen algunas cuestiones relacionadas con la sostenibilidad medioambiental que aún no se han resuelto por completo. El debate sobre la huella de gases de efecto invernadero (GEI), necesita abordarse de forma razonada y apoyada en datos analíticos. Aunque las evaluaciones basadas en el ciclo de vida, son aproximaciones generalmente aceptadas, requieren realizar una serie de suposiciones, y las relativas al periodo de tiempo a considerar en referencia a las emisiones fugitivas de metano, tienen un papel crítico en la metodología del ciclo de vida. Entre todas las metodologías de cálculo de GEI, el enfoque que da la Agencia Internacional de la Energía, es el que se ha aceptado como un estándar global, por lo que una resolución temprana de esta cuestión, sería de vital importancia para los reguladores energéticos, promotores y planificadores de las políticas energéticas a nivel mundial.

Los problemas relacionados con la calidad del aire y la gestión del agua, no parecen ser tan controvertidos como se preveía, y el sector parece haber asimilado los resultados de varios estudios y audiencias públicas. Sería un gran avance, que el sector creara de forma proactiva una base de datos accesible, sobre buenas prácticas de operación.

Los avances recientes, especialmente en el Reino Unido, indican que existe un posible vínculo entre la fracturación hidráulica, por debajo de ciertas profundidades y en determinadas condiciones, y la probabilidad de que ocurran terremotos de baja intensidad. Es necesario estudiar en detalle estas relaciones en busca de causalidad, siendo probable que en los próximos meses/años surjan más datos y posturas al respecto. De nuevo, sería interesante que estos avances ayuden a definir un protocolo sobre las pautas de operación seguras en la producción de gas de pizarras.

Es probable que cada vez sea más frecuente la cooperación internacional entre países, en especial, en lo que se refiere a la transferencia de tecnología, de conocimiento («know-how»), y de prácticas de operación. Un ejemplo de ello, es el diálogo establecido en 2011 entre Estados Unidos y Polonia, que debe ser seguido con atención. Polonia ya ha empezado a crear instituciones que le permitirán apostar con fuerza por el «shale gas», habiéndose concedido ya alrededor de 80 licencias.

En el contexto de adjudicación de concesiones y licencias, las actuaciones dirigidas a compartir conocimientos y las mejores prácticas de actuación, serían tan importantes como la transferencia de tecnología y las prácticas de operación.

En resumen, soy optimista sobre el futuro del gas de pizarras a medio plazo. Los retos medioambientales y políticos se pueden superar, y están muy presentes en mi positiva conclusión: la respuesta a la pregunta planteada en el título es pues, un «sí» inequívoco.

Gas no convencional en España: consideraciones generales. El ejemplo de EE.UU. Posibilidades en España

Fernando Pendás Fernández y Pablo Cienfuegos Suárez

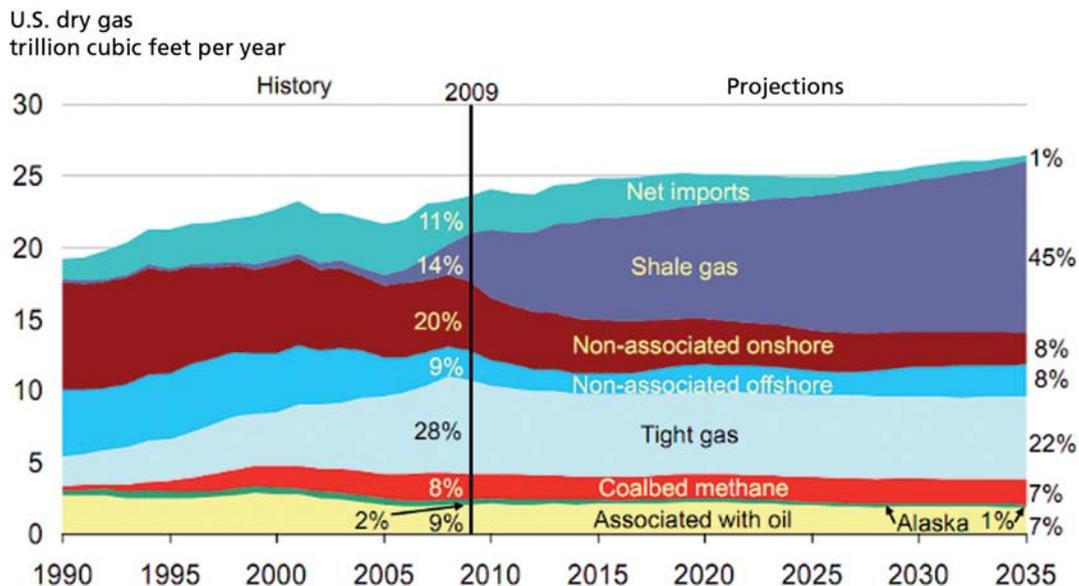
Departamento de Explotación y Prospección de Minas de la Universidad de Oviedo

1. Introducción

La explotación moderna del gas no convencional, «coal bed methane» - CBM (gas en las capas de carbón), «shale gas» y «tight gas sands», comenzó en los años 90 en EE.UU. con la explotación del CBM en las cuencas de Black Warrior (Alabama) y San Juan Basin (Nuevo Méjico), cuando se creía que las reservas de gas convencional eran insuficientes para satisfacer la demanda, gracias al empuje de pequeñas compañías independientes, y con la ayuda del «Gas Research Institute» (GRI, ahora GTI).

Cuando los precios del gas superaron los US13\$/Mcf¹, la respuesta fue una mejora en la tecnología de fracturación y perforación que supuso la puesta en producción comercial de numerosos yacimientos, primero de CBM y «tight gas» y después de «shale gas» (denominado como gas de pizarras). Como consecuencia del gran aumento de producción se produjo una bajada de precio del gas a US4\$/Mcf.

Figura 1. Evolución de la producción de gas y previsión de su evolución futura



Fuente: Newell (2010).

¹ Mcf = 10³ cubic feet.

MMcf= Millions cubic feet. En el Sistema Internacional de Unidades = 10⁶.

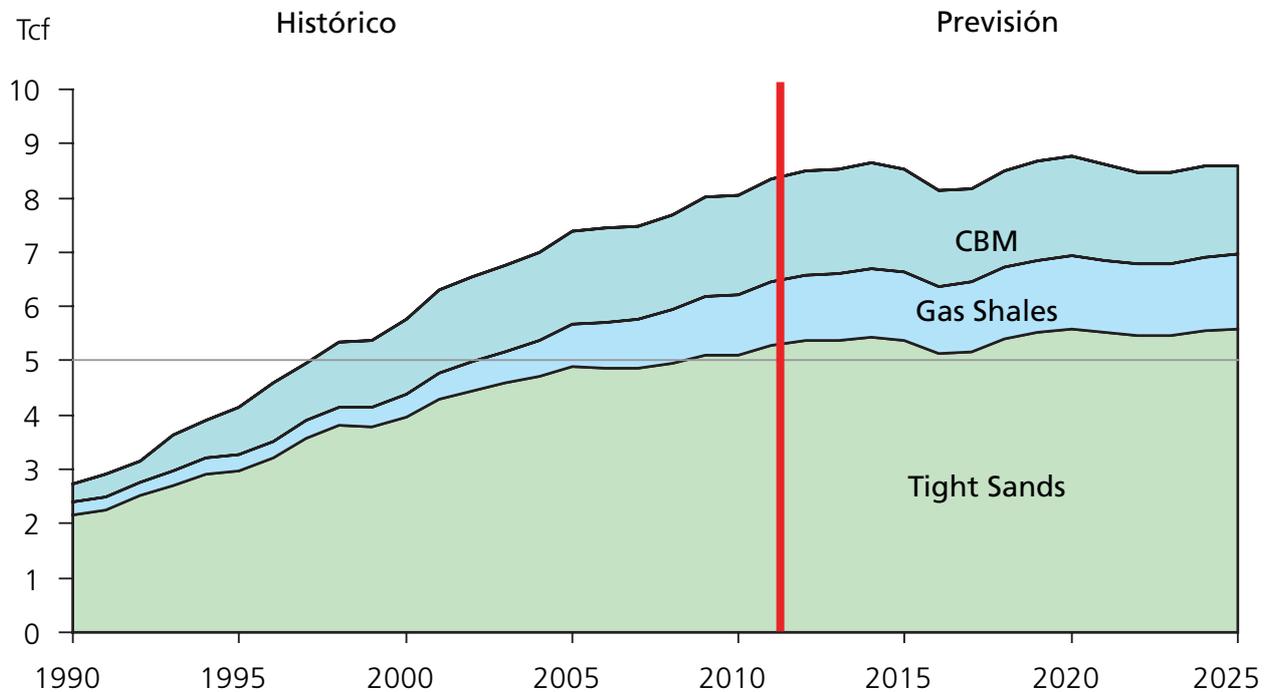
Tcf= Trillion cubic feet (En el Sistema Internacional de Unidades =10¹²) = 28,3 Bcm.

Bcm= Billion cubic meters (En el Sistema Internacional de Unidades =10⁹).

Bcfd= Billion cubic feet by day (En el Sistema Internacional de Unidades =10⁹).

Al final de la década de los 90, la producción de CBM llegó a suponer el 10% de la producción anual total de gas en EE.UU. (posteriormente ha continuado casi constante en el 7%) y es el 10% de las reservas de gas (figuras 1 y 2).

Figura 2. Producción histórica de gas no convencional en EE.UU. y previsiones de crecimiento hasta 2025



Fuente: EIA, Annual Energy Outlook (2010).

Entre los años 2000 y 2010, hubo una actividad frenética sobre el «shale gas», en especial en las Barnett Shale en Texas, que se tradujo en un incremento exponencial de la producción. Se pasó de 1Bcfd en el año 2000 a 10 Bcfd en 2010 (se multiplicó por 10). La producción de «tight gas sand» representa el 25% del total de gas en USA.

El gas no convencional proporcionó el 14,4% de la producción doméstica de EE.UU. en 1990 y el 50% en el año 2008 (23 Tcf/año). Aproximadamente la mitad del gas consumido en EE.UU. procede de sondeos perforados en los últimos 5 años. En 2008, la producción de «shale gas» fue de 2 Tcf (56 Bcm) un 10% del total. En 2009 la producción total de gas no convencional fue de 80 Bcm.

Como consecuencia del incremento en la producción de gas no convencional, la demanda en EE.UU. de GNL (gas natural licuado) se ha hundido y ya no es necesario importar. Solo de Qatar, se pensaba importar 25 millones de toneladas/año de GNL. Se está pensando en reconvertir las instalaciones de regasificación recién construidas (15 Bcfd) de GNL en plantas de licuación para exportar. En EE.UU. se importan 1,8 Bcfd.

A pesar del gran volumen de producción alcanzado, la industria del gas no convencional está en su infancia como demuestra la variación y volatilidad de las cifras de reservas publicadas.

- Las reservas técnicamente recuperables de las Barnett Shale, que fue el primer gran yacimiento de gas de pizarras, se estimaron en 6 Tcf en el año 2000, 30 Tcf en 2003, y 44 Tcf en 2009.
- Las reservas de Marcellus, la mayor acumulación continua de gas en USA, se estimaron en 2 Tcf en el año 2000 y 0,01 Bbl de líquidos de gas natural, y en la última evaluación fueron 84 Tcf y 3,3 Bbl de líquidos, en agosto de 2011.
- Las reservas han ido aumentando con los desarrollos tecnológicos y aunque los precios del gas se han hundido, las reservas continúan aumentando.

La posibilidad de producir grandes cantidades de gas de pizarras no es un fenómeno único que solo se da en EE.UU. y de momento, Australia, China y Europa están dando los primeros pasos en esta industria.

Las «shale gas», tienen más potencial de desarrollo y de conseguir unas reservas más importantes que el gas procedente de CBM. Éste, solo se produce en sondeos a profundidad inferior a 1.000 metros debido a que la productividad por pozo es baja (mantienen, una vez desaguados, una producción constante durante mucho tiempo). Por tanto, los costes de perforación y estimulación tienen que ser obligatoriamente también bajos.

Para producir el CBM, se necesita disminuir la presión del yacimiento, para que desorba el gas y se movilice; a tal efecto, es preciso mantener el nivel del agua en el pozo lo más bajo posible mediante el bombeo de la misma al exterior. A veces se necesitan hasta 6 meses para que comience a salir el gas. Por el contrario, en las «shale gas», las mayores producciones de gas se obtienen al principio, como resultado de la fracturación hidráulica, y después la producción disminuye (hasta el 80% el primer año en Haynesville).

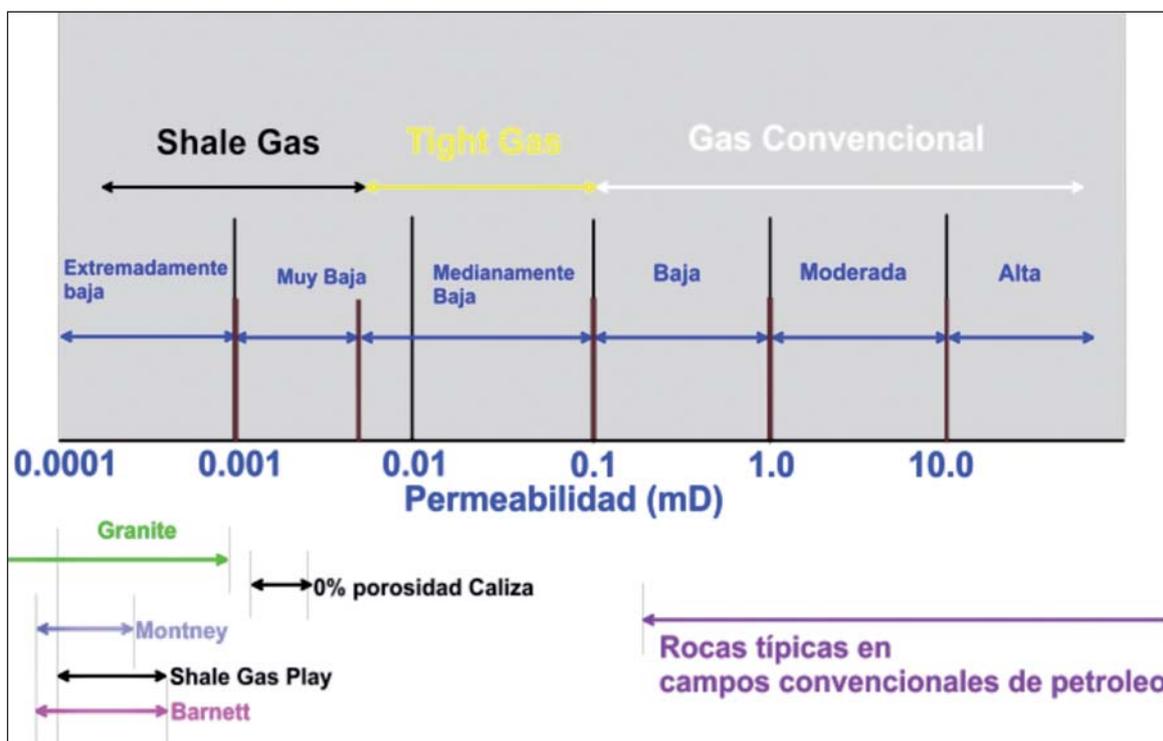
2. No convencional vs. convencional

Desde que en 1994 (Magoon, 1994) quedara bien establecido el concepto de Sistema Petrolífero (Petroleum System), se enseñó que «para que haya un yacimiento de hidrocarburos (petróleo o gas) hace falta una roca madre, una roca almacén y una roca sello. Además, era preciso que hubiera habido un proceso generador de trampas estratigráficas o estructurales, migración y acumulación de hidrocarburos en las trampas». Es decir, el concepto comprende todos los elementos y procesos necesarios en el orden adecuado, para que petróleo y gas, se acumulen y queden preservados.

Desde que se produce comercialmente gas, líquidos de gas y petróleo no convencional, podemos decir que:

- Una roca puede ser roca madre y roca almacén a la vez, aunque presente una permeabilidad muy baja (micro- o nanoDarcies).

Figura 3. Rangos de permeabilidad de diferentes formas de yacimientos de gas, convencionales y no convencionales



Fuente: Adaptada de Pflug (2009).

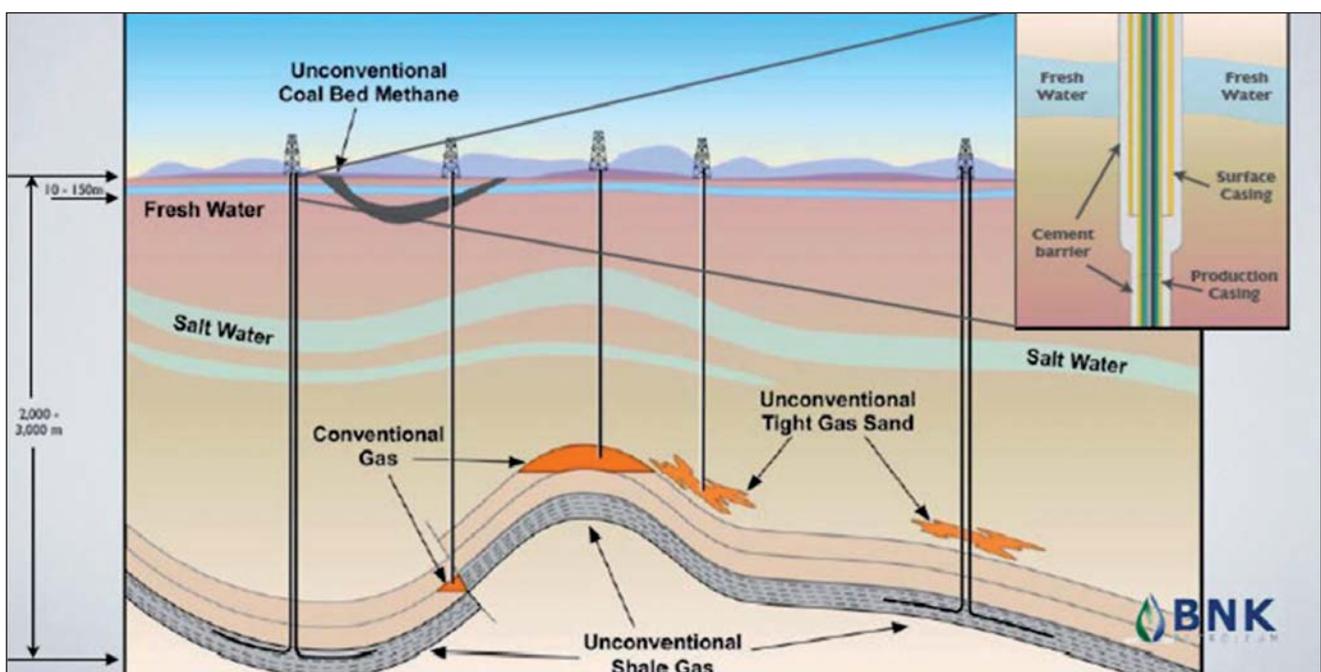
- Nunca se había pensado que un almacén semejante pudiera producir gas o petróleo, sin embargo, puede producirlos si se consiguen desarrollar en el mismo redes de fracturas.
- Además de gas libre, en rocas con abundante materia orgánica (como carbones y pizarras), existe gas adsorbido y una porosidad que aumenta con el grado de evolución de la misma.
- No hace falta que existan «trampas» estratigráficas o estructurales para producir comercialmente.
- Los hidrocarburos pueden ocupar grandes extensiones superficiales formando un «yacimiento continuo».

Para que la explotación sea rentable, la roca madre-almacén debe tener un %TOC (carbono orgánico total) superior al 1%, la reflectividad de la vitrinita en la ventana de petróleo o gas ($R_o > 0,6$), y un elevado contenido de gas «in situ» por tonelada (GIP/t), mayor de 1 m^3 .

La diferencia entre «tight gas sand», «shale gas» y «CBM» es que, en las primeras, el gas está libre en fracturas, en areniscas de muy baja permeabilidad, y el gas procede de rocas madre muy próximas. En las «shale gas» y CBM, el gas está libre y adsorbido en la materia orgánica; y la misma roca, es roca madre y almacén.

En la figura 4 se muestran esquemáticamente los yacimientos convencionales, los que satisfacen las reglas básicas necesarias para que exista una acumulación de gas o petróleo (Petroleum System), frente a los no convencionales.

Figura 4. Esquema con las diferentes opciones de yacimientos no convencionales de gas natural



Fuente: BNK Petroleum (2011).

En los yacimientos convencionales, los hidrocarburos están en trampas estructurales o estratigráficas, y cada sondeo drena un gran volumen de hidrocarburos que fluyen naturalmente al abatir la presión en fondo de pozo y liberar el almacén de la presión total o parcial que soportan. En los no convencionales, los hidrocarburos no fluyen naturalmente por falta de una permeabilidad adecuada del almacén y por tanto, para su producción comercial, necesitan ser estimulados.

3. Historia de la producción de gas no convencional en EE.UU.

3.1. Gas de las capas de carbón (CBM)

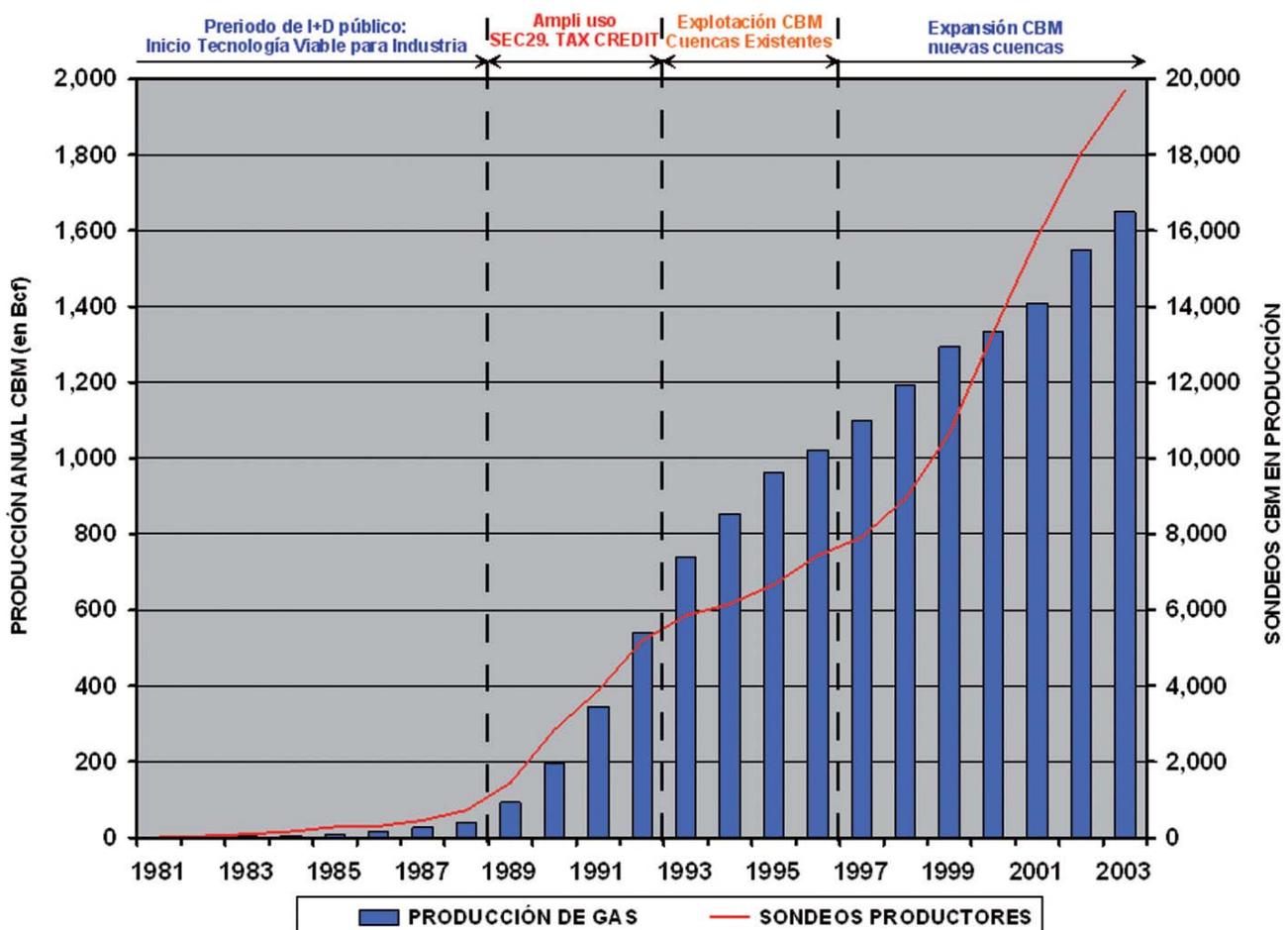
El desarrollo comercial de la explotación del gas de las capas de carbón, es muy reciente en la industria de los hidrocarburos. Con la mecanización de las minas a mediados de los años 70, se tenían en los frentes de explotación cantidades elevadas de grisú (mezcla de metano y aire) que creaba grandes problemas en la seguridad y productividad. Se drenaba el grisú mediante sondeos horizontales desde el frente, lo que dificultaba y hacía muy engorrosas las operaciones mineras.

Empezaron entonces, en EE.UU., a explorar la posibilidad de aplicar la tecnología de exploración y producción de hidrocarburos al drenaje del metano de las capas de carbón.

La ventaja de este sistema, que consistía en perforar pozos verticales desde la superficie hasta las capas de carbón, era que permitía el drenaje del metano en avance sobre las operaciones mineras. Los sondeos verticales eran estimulados mediante fracturación hidráulica. Además, se perforaban también sondeos sobre las zonas ya explotadas y hundidas (Gob Wells).

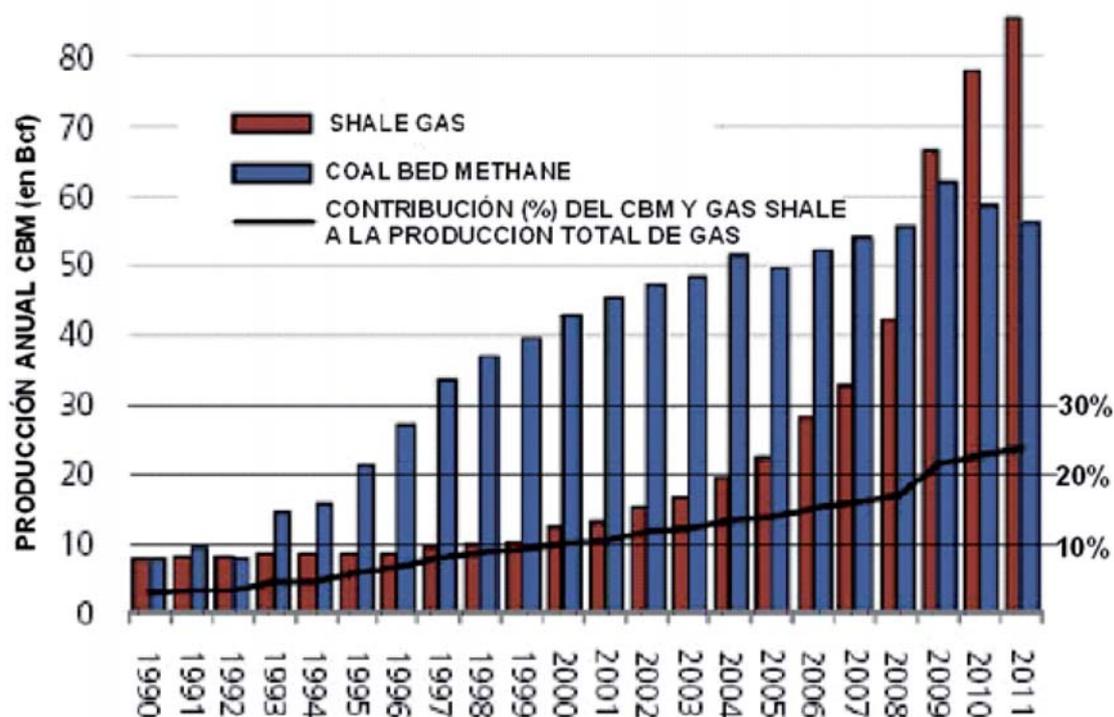
Los intentos iniciales con esta metodología, tuvieron éxito en San Juan Basin (Nuevo México) y Black Warrior (Alabama) en los Apalaches. Se incrementaba la seguridad y adicionalmente se recuperaba el metano, que en ocasiones alcanzaba producciones comerciales. A la vista del éxito, se extendieron las perforaciones a capas de carbón más profundas y vírgenes que, por sus condiciones técnico-económicas, no eran objeto de explotación minera.

Figura 5.1. Producción anual de CBM y número de sondeos productores, mostrando los hitos fundamentales en la historia productiva del CBM hasta 2003



Fuente: EIA (2011).

Figura 5.2. Comparativa de la producción anual de CBM y «shale gas» y contribución de CBM, y «gas shale» a la producción total de gas natural en EE.UU.



Fuente: EIA (2011).

En 1977 comenzó la explotación comercial de CBM en San Juan Basin, y en 1981 en Black Warrior. Este fue el inicio de la explotación de gas no convencional en EE.UU. Gracias a un eficaz sistema de «tax credit», que estuvo vigente hasta principios de los años 90, hubo crecimiento de la explotación de CBM al final de los años 80. A mitad de los años 80, había 100 sondeos productivos de CBM en USA. En el año 2003, había casi 20.000 pozos produciendo metano con una producción de 46 Bcm (1,6 Tcf), equivalente al consumo anual actual de España, 125 millones de m³ por día (4,4 Bcf por día).

3.2. Gas de pizarras («shale gas»)

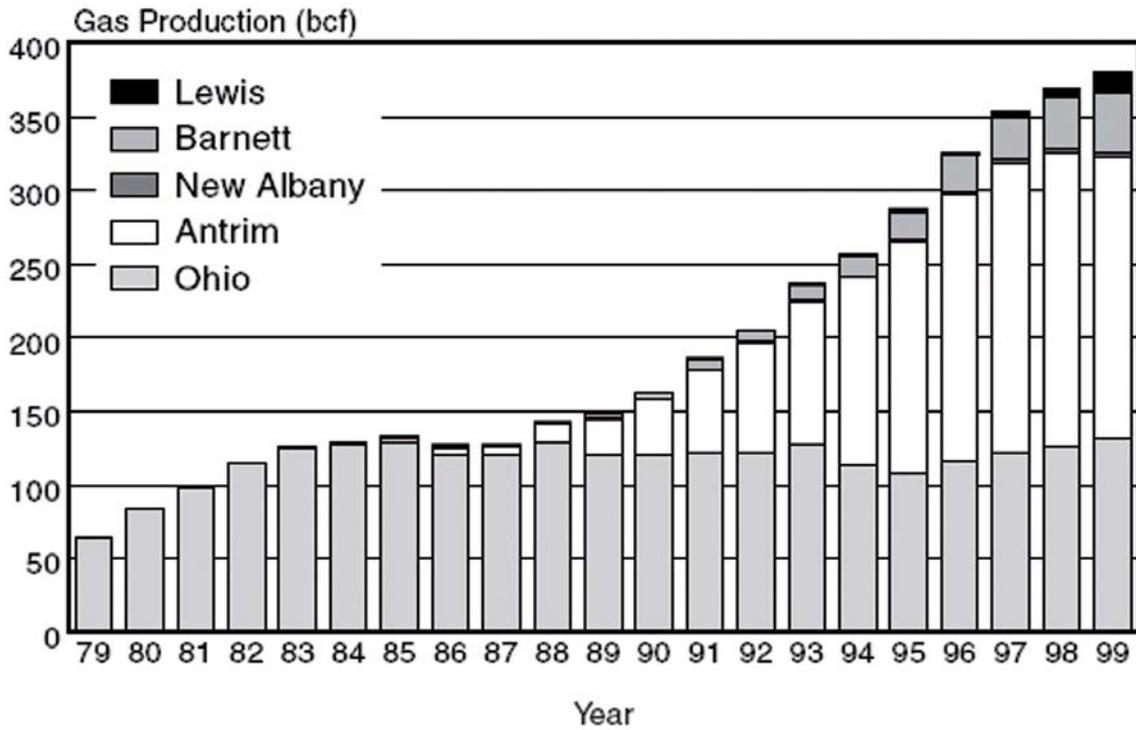
Las «Barnett shale» en la Cuenca de Fort Worth (Texas), ha sido el primer gran yacimiento continuo de gas de pizarras que se desarrolló en EE.UU. Ha pasado de ser el 87º campo de gas de EE.UU. en 1990, al segundo mayor campo de gas del país en 2003.

La zona de producción de las Barnett, tiene una extensión de 1.900 km² y se explota por sondeos entre 1.900 y 2.600 m de profundidad. El espesor medio de las Barnett es de 100 m.

La compañía Mitchell Energy & Development de Houston, empleó las nuevas técnicas de fracturación hidráulica en la explotación, y la compañía fue vendida a Devon por 3.500 millones de dólares cuando había perforado 400 pozos (en 2004) y preveía un potencial de 1.200 sondeos.

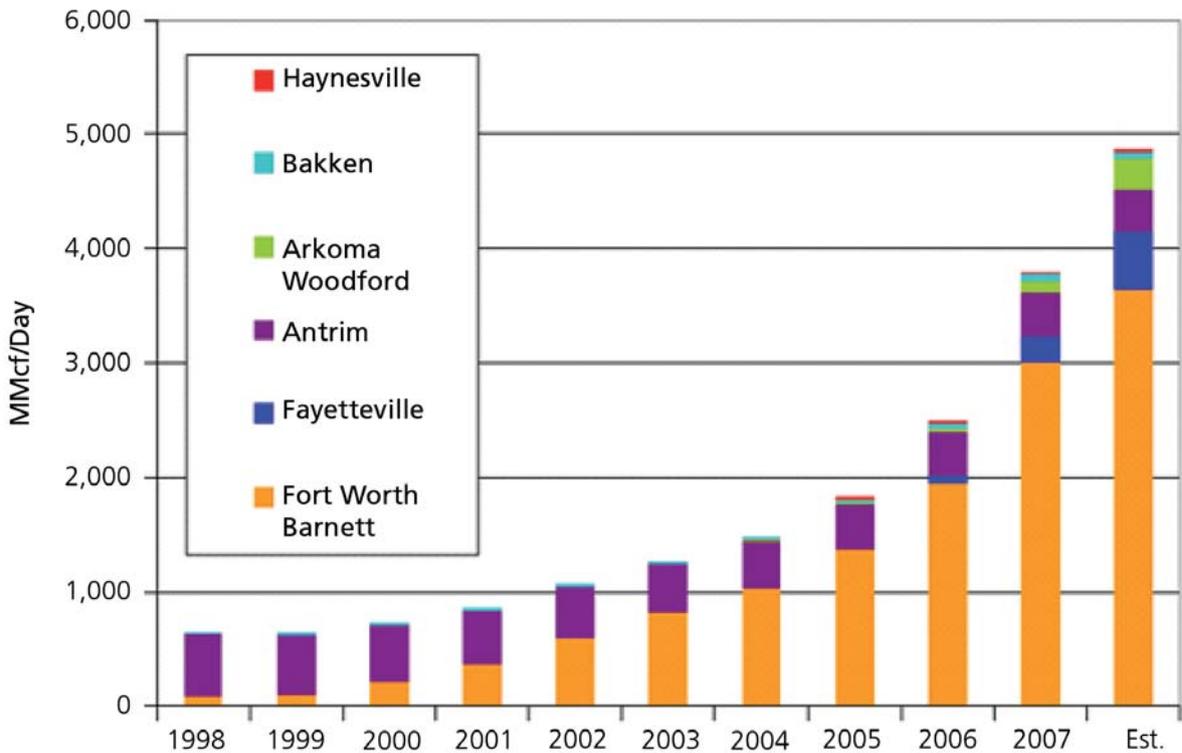
En 2008, pasó a ser la mayor área productora de EE.UU. La compañía Devon, que había perforado 4.700 sondeos, y es el mayor productor del área, batió el record de producción con 1,20 Bcf este año. En 2010, se habían perforado 10.000 pozos y se habían creado 100.000 empleos. Desde 2001 a 2011, se han generado 65.000 millones de dólares de actividad económica en 24 condados de Texas.

Figura 6. Evolución anual de las producciones y volúmenes de gas en las cuencas «gas shale plays» más importantes de EE.UU. en el periodo 1979-1999



Fuente: Curtis (2002).

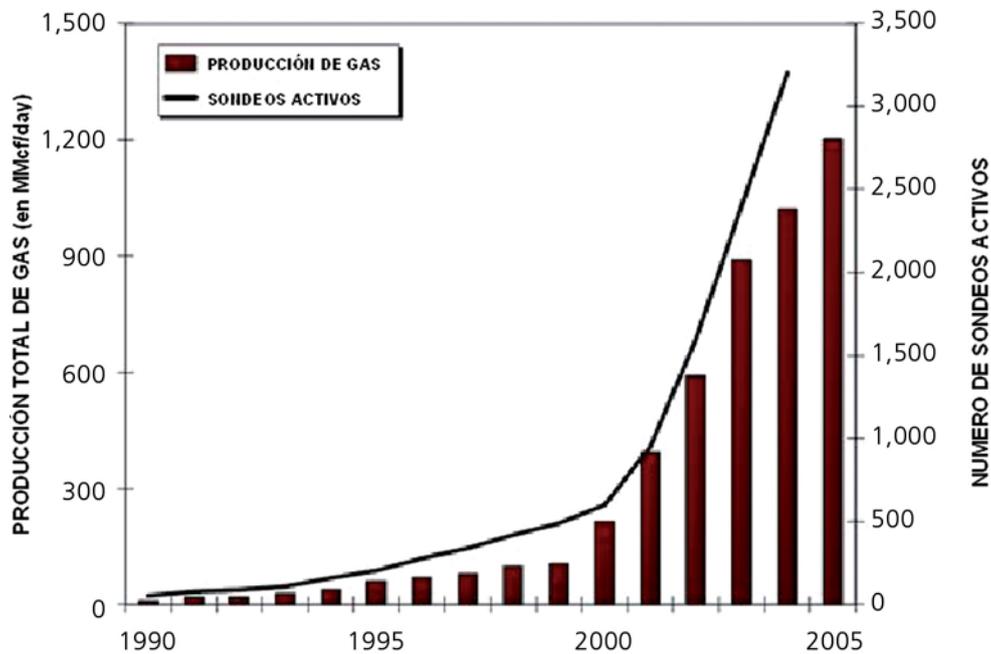
Figura 7. Evolución anual de las producciones de gas en las cuencas «gas shale plays» más importantes de EE.UU. en el periodo 1998-2008



Fuente: Navigant Consulting (2008).

Los costes de perforación han disminuido, la producción ha subido y la productividad mejora. En 2002, la compañía Devon tardaba de 3 a 6 semanas en perforar un sondeo. En 2010 se tarda 12 días, e incluso en algunas zonas 6 días.

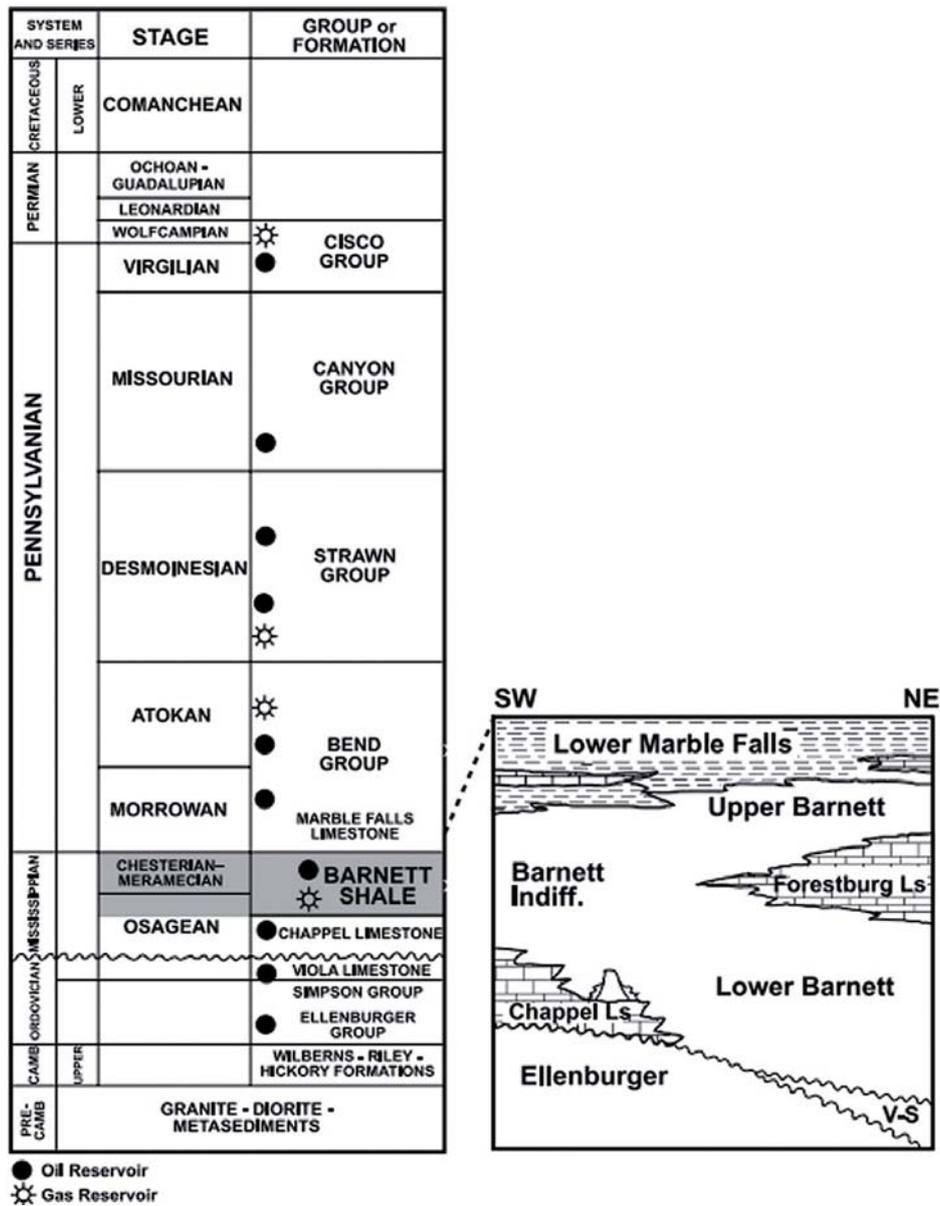
Figura 8. Relación anual (1990-2005) entre la evolución de la producción en las Barnett y el número de pozos perforados



Fuente: Pickering energy partners (2005).

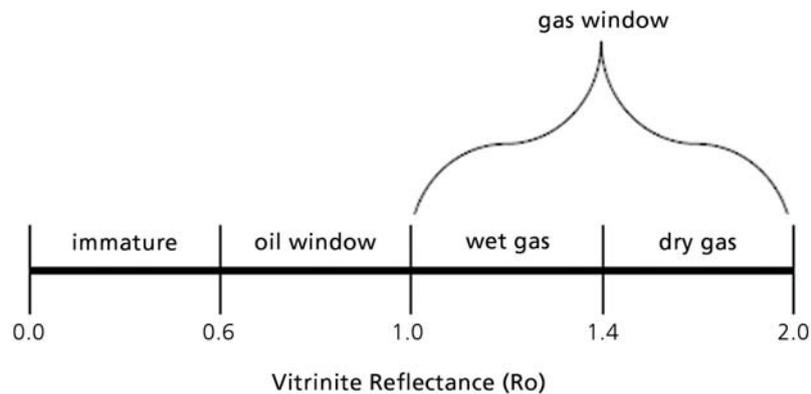
En la figura 9 se muestra la columna estratigráfica del Paleozoico en la zona, con un detalle de las «shale» productivas del carbonífero inferior (Mississippiense) y las calizas Ellenburger (Ordovícicas), donde se inyecta el agua salada producida.

Figura 9. Columna estratigráfica de almacenes de gas y petróleo en las Barnett



Fuente: Pickering energy partners (2005).

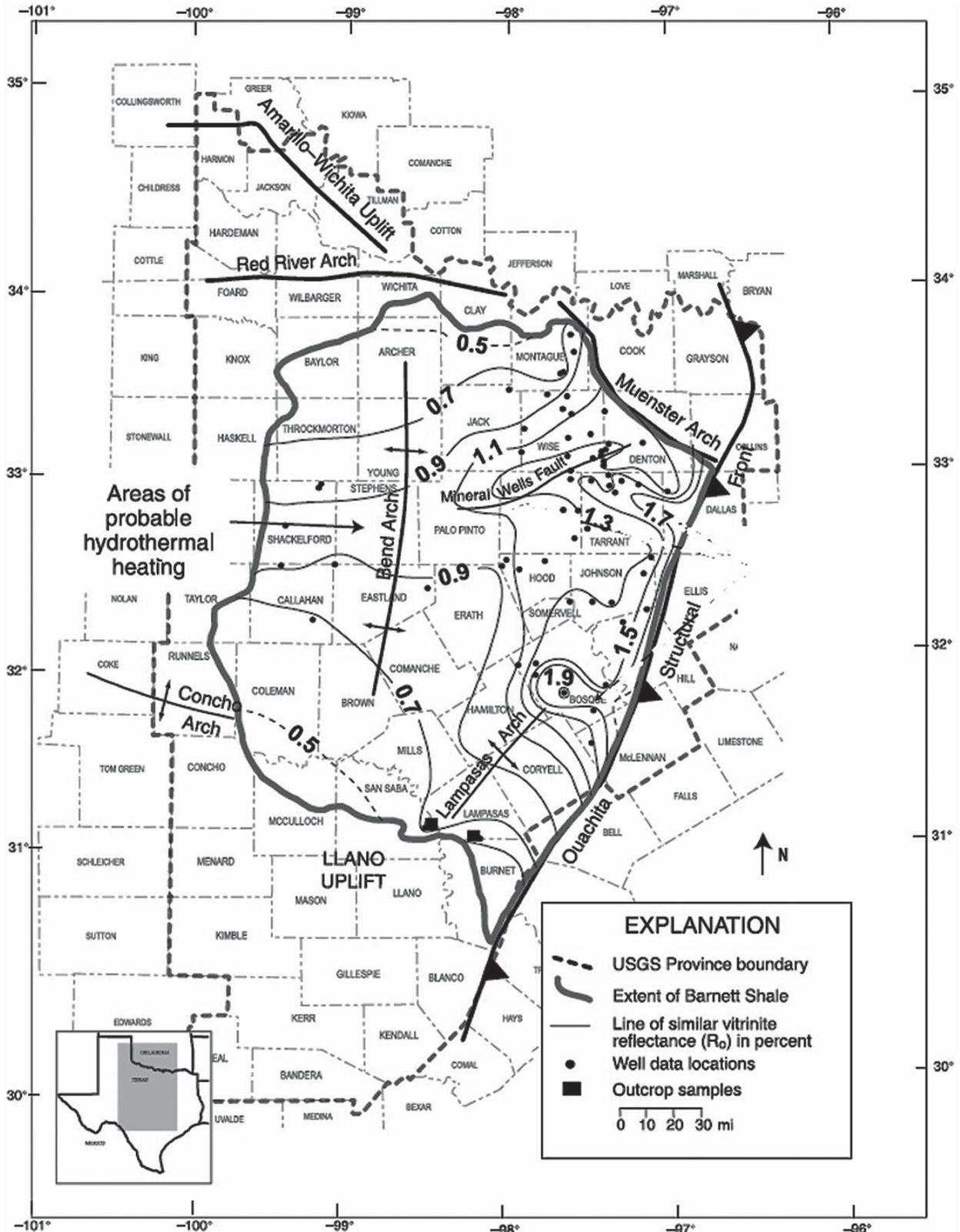
Figura 10. Reflectividad de la Vitrinita (R_o)



Fuente: Pickering energy partners (2005).

La figura 11 muestra un mapa estructural del frente de cabalgamiento de la Ouachita sobre la cuenca de antepaís (Pollastro, Jarvie, Hill, y Adams, 2007) y el plano de isorefectividades de la «Barnett shale».

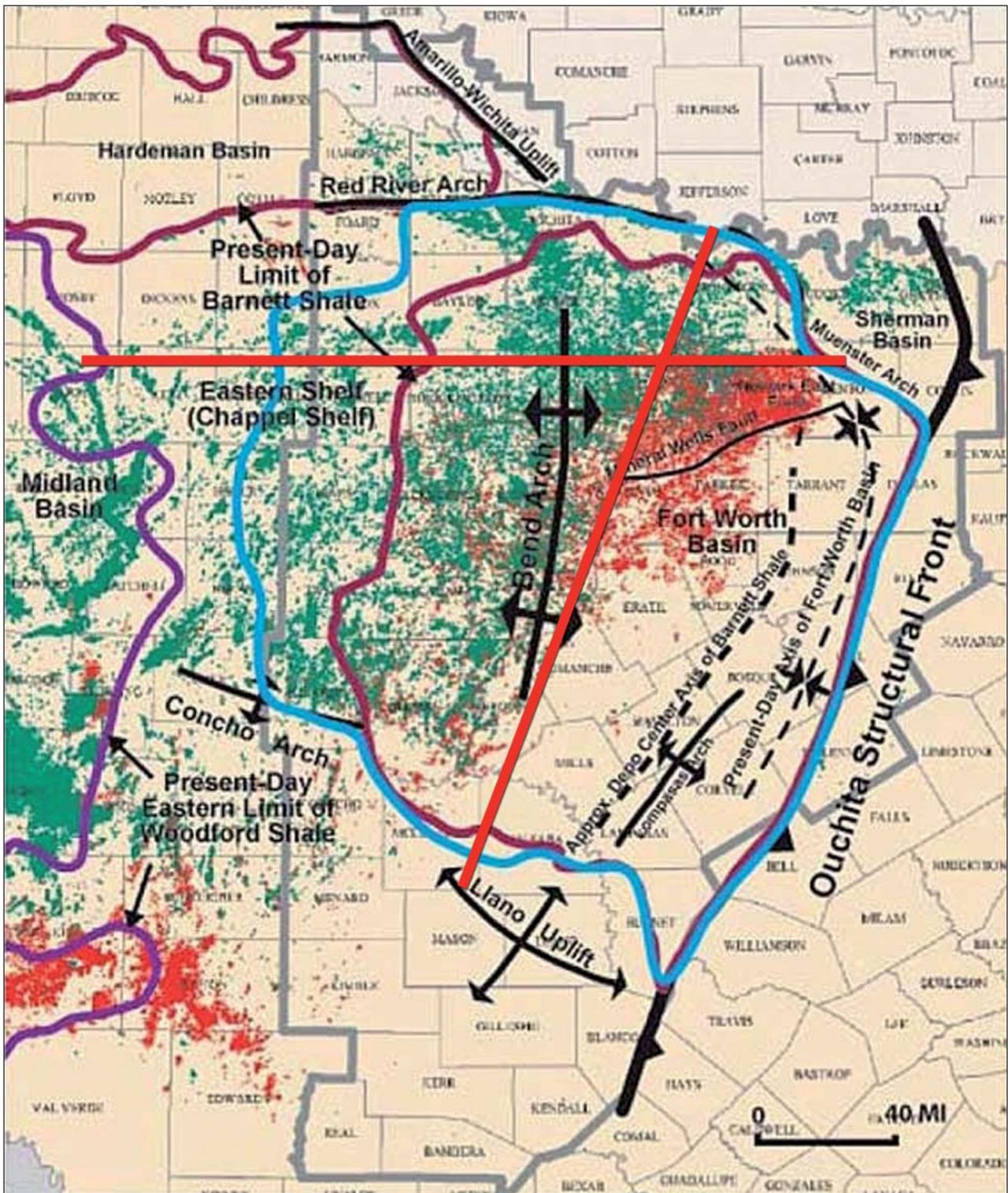
Figura 11. Mapa de isorefectividades de la vitrinita (R_o) para las «Barnett shale»



Fuente: Blum Texas (n.d.).

La figura 12 presenta los límites de los sistemas petroleros de las Barnett y Woodford indicando la presencia de gas o líquidos de gas (puntos rojos) o petróleo (puntos verdes).

Figura 12. Mapa de las estructuras (línea negra), el límite actual de la «Barnett shale» (línea roja), el límite actual de la «Woodford shale» (línea púrpura), y el límite del sistema petrolero paleozoico de las «Barnett» (línea azul)

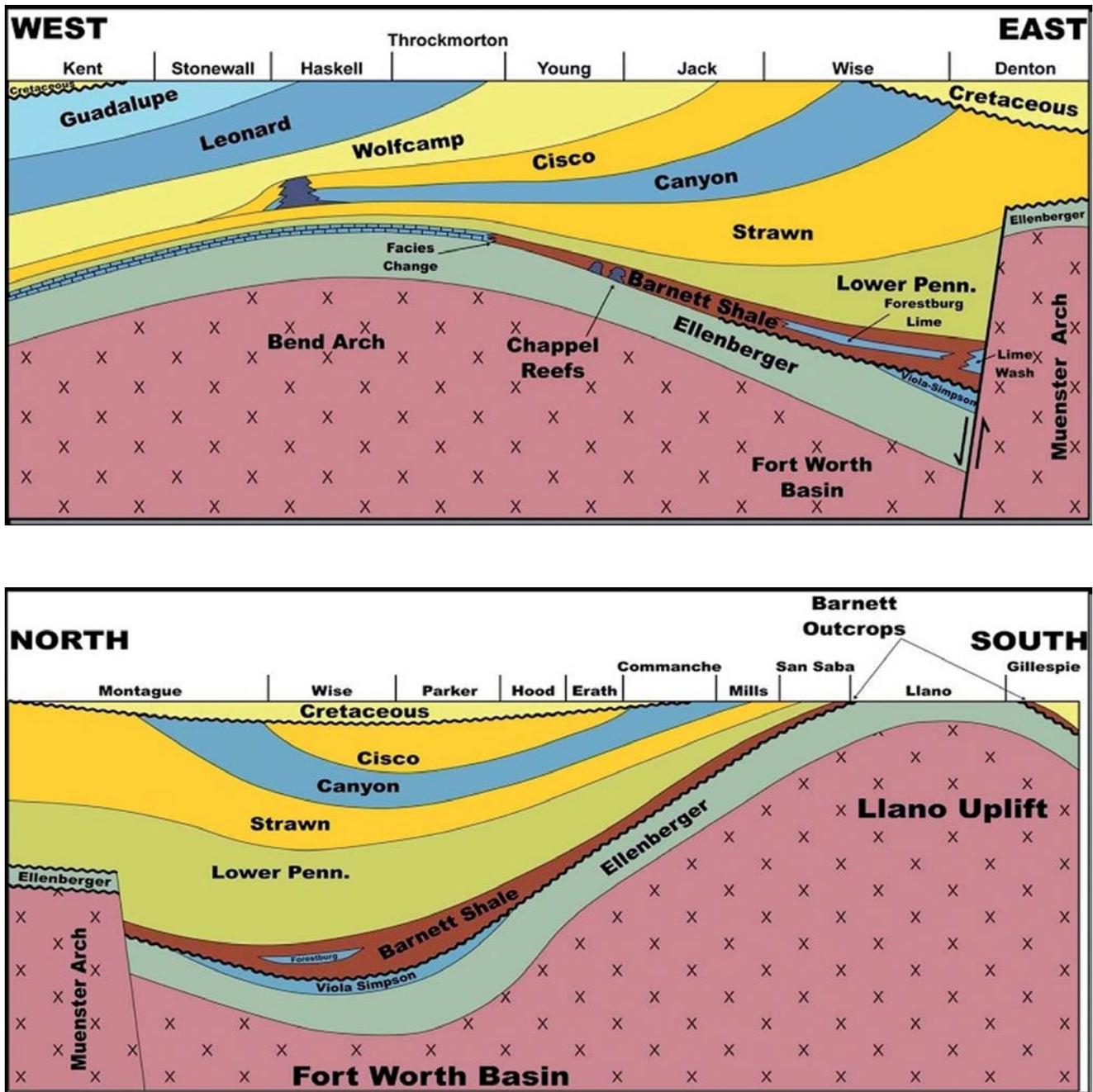


Nota: Las líneas rojas superpuestas representan los perfiles geológicos de la figura 13.

Fuente: Blum Texas (n.d.).

En la figura 13 que se presenta a continuación, se muestran los perfiles geológicos de dirección oeste-este y norte-sur de la cuenca de Fort Worth.

Figura 13. Las «Barnett» en perfiles geológicos de dirección oeste-este y norte-sur (indicados en línea roja en la figura anterior)

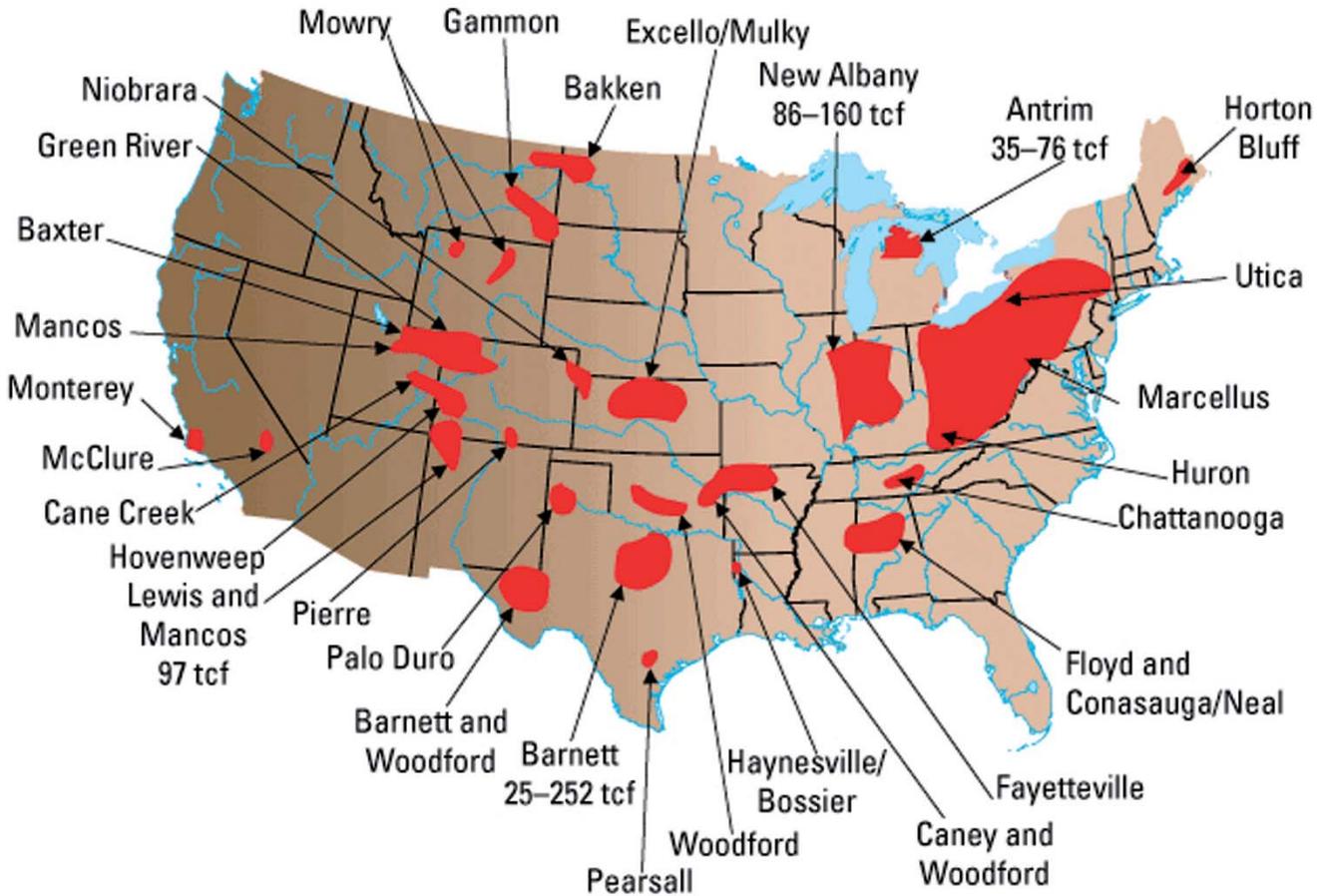


Fuente: Pickering energy partners (2005); Blum Texas (n.d.).

4. Características geológicas de los principales «shale gas» en EE.UU.

En la figura 14 se indican las principales cuencas de «shale gas» en EE.UU.

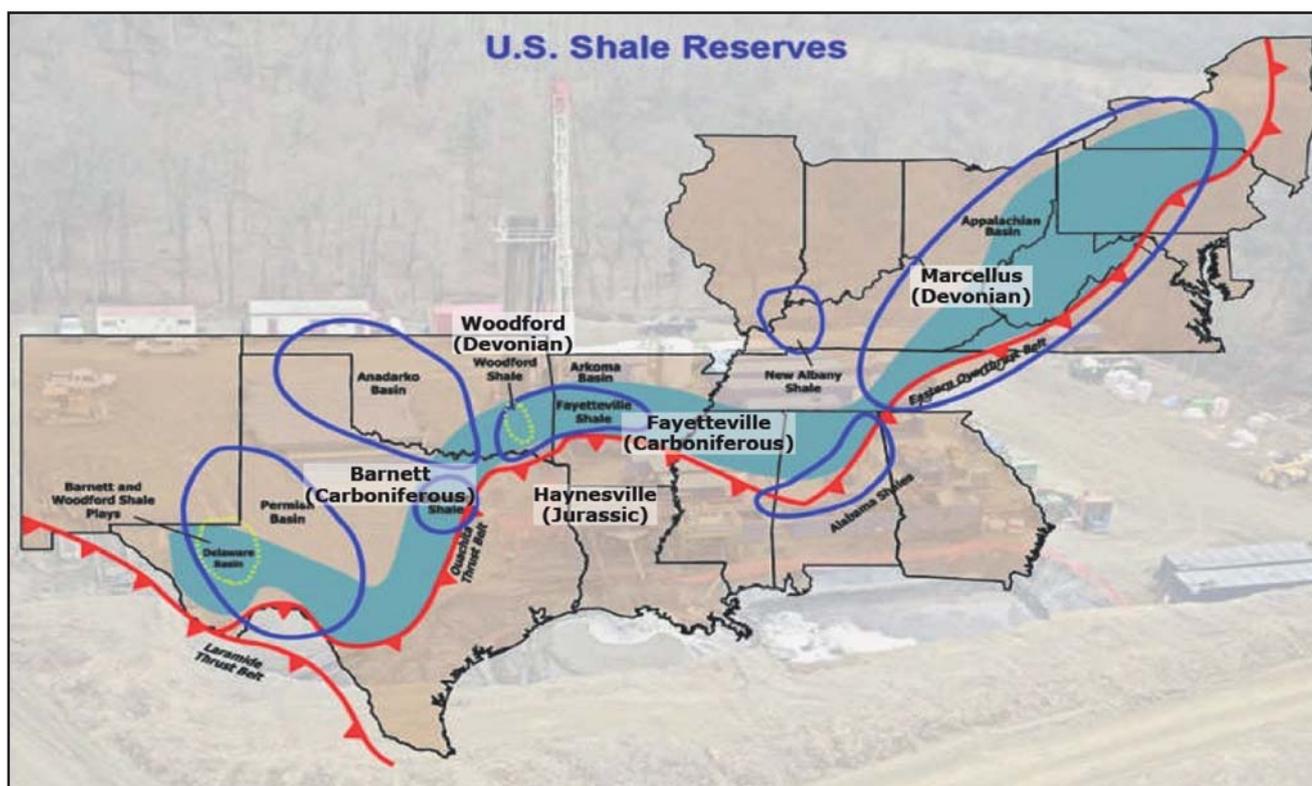
Figura 14. Evaluación de recursos de gas no convencional («shale gas») en EE.UU.



Fuente: Money Energy (2010).

Se sitúan en la cuenca de antepaís Paleozoico, limitada actualmente por el frente de cabalgamiento de la Ouchita y los Apalaches, que van desde Texas hasta New York y Canadá. Fuera de esta posición están: Eagle Ford, Texas (Cretácico) y Haynesville; Texas y Louisiana (Jurásico).

Figura 15. Localización del frente del cabalgamiento de los Apalaches y los depósitos más importantes de cuencas de «shale gas» en EE.UU.



Fuente: Blum Texas (n.d.).

En la tabla 1, figuran las características de siete importantes yacimientos. Figuran la edad, profundidad vertical de capas (TVD) en metros, espesor neto productivo en metros, recuperación última estimada de gas por pozo (en Bcfe), carbono orgánico total (TOC), porcentaje en volumen de arcilla, gradiente de presión (kPa/m) y gas in situ (GIP, en Bcfe/km²).

Tabla 1. Características de los siete yacimientos más importantes de EE.UU. y Canadá

SHALE GAS PLAY	Barnett	Fayetteville	Woodford	Haynesville	Marcellus	Eagle Ford	Horn River (CANADA)
Edad	Mississippiense	Mississippiense	Devónico	Jurásico	Devónico	Cretácico	Devónico
Profundidad (TVD m)	1800- 2700	1200-1950	1800-3600	3000-4200	1650-2550	3000-4200	2400-3000
Espesor neto (m)	30-120	6-60	42-54	30-90	15-105	60-90	105-150
EUR (Bcfe)	3-4	3-4	3-5	5-10	4-7	5-10	7-9
TOC (%)	3-8	2-4	4-10+	2-3	4-6	3-6	3-6
Volumen de arcilla (%)	15-50	20-40	20-30	20-45	20-40	20-40	10-50
Gradiente de presión (kPa/m)	11.3-13.6	10.2	10.2	15.8-20.4	11.3-15.8	13.6-18.1	11.3-13.6
GIP (Bcfe/km ²)	58	25	46	58-65	27-73	46-80	23-123
TVD= Total Vertical Depth Bcfe= Billion cubic feet equivalent							

Fuente: Adaptado de Arthur, Langhus y Alleman (2008); Curtis (2002).

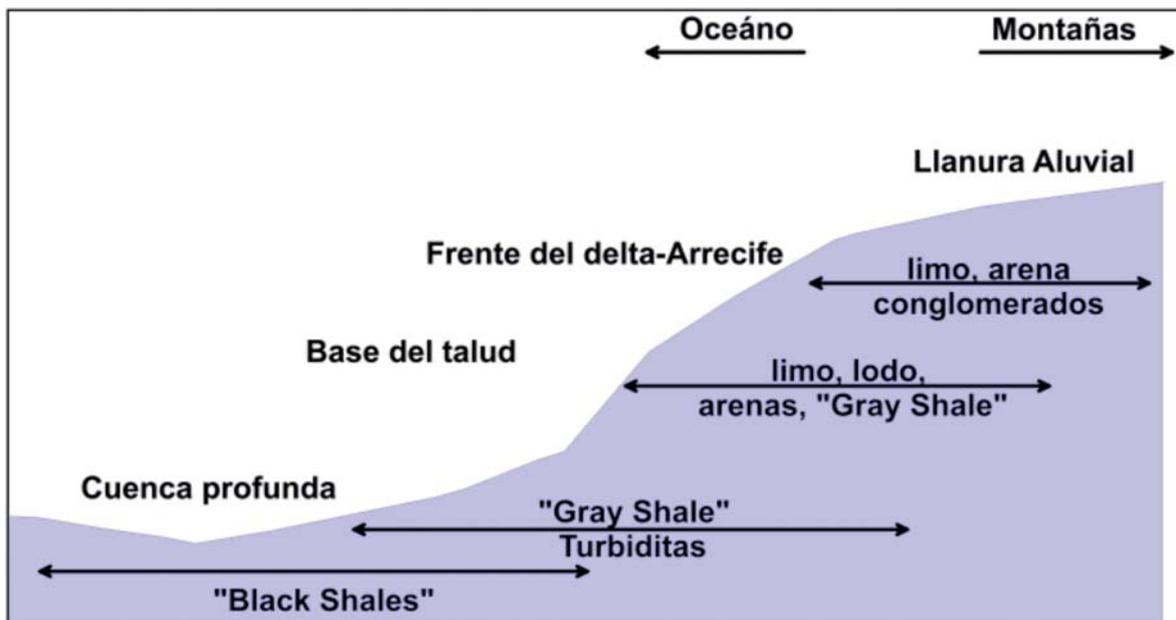
Las características físicas que tienen los almacenes de los principales «shale gas plays» figuran a continuación:

- Buena roca madre (TOC² 1%-8%).
- Madurez térmica (Ro entre 0,6%-1% para gas, petróleo y líquidos y Ro > 1,3 para gas).
- Porosidad muy baja. Permeabilidad en el rango de microDarcies.
- Fracturabilidad. Altos contenidos en SiO₂ y carbonatos, y bajo en arcillas.
- Espesor mínimo de 10 m.
- EUR³ entre 3 y 10 Bcfe.
- Contenido en arcilla entre 15% y 50%.
- Gradiente de presión elevado entre 10 y 20 kPa/m.
- Paneles grandes sin fallas.
- Separación neta de posibles niveles acuíferos a techo y muro.
- Profundidades de perforación no muy elevadas, inferiores a 4.200 m.
- Contener elevados volúmenes de GIP⁴. La materia orgánica tiene también porosidad que depende del grado de maduración.

Desde un punto de vista de ambiente sedimentario, las «shale gas» y «black shale» en general, se depositan normalmente en cuencas de antepaís en aguas profundas y anóxicas, o con circulación de agua muy restringida.

Las «black shale» y «gray shale» (figura 16), se han depositado durante eventos transgresivos en ambientes anóxicos. La presencia de pirita framboidal y elementos traza como azufre, molibdeno, hierro, cobre y níquel, son características indicadoras de un ambiente euxínico.

Figura 16. Modelo deposicional de «Black» y «Gray Shales»



Fuente: Adaptado de Martin, Lombardi y Nyaha (n.d.).

Los depósitos ocurren a profundidades no inferiores a los 200 metros, aunque haya excepciones, como Haynesville, que se han depositado entre 30 y 70 metros.

² TOC: «Total Organic Carbon».

³ EUR: «Estimate Ultimated Recovery».

⁴ GIP: «Gas In Place».

5. Explotación de las «shale gas». La fracturación hidráulica

Las tecnologías que condujeron al éxito que supuso el conseguir una explotación comercial de las «shale gas», fue la combinación de la técnica de perforación dirigida con sondeos en «L» y los desarrollos conseguidos en la fracturación hidráulica.

A finales de los 90, solo el 6% de los equipos de perforación en tierra («on-shore») en Estados Unidos, eran torres o plataformas de perforación con capacidad de hacer sondeos multilaterales horizontales.

A mediados de 2008, la proporción era del 30%. Los sondeos laterales horizontales en las Barnett, eran entre 600 y 1.200 m, con 4 a 8 etapas de fracturación. En los nuevos desarrollos, los sondeos laterales horizontales tienen una longitud entre 900 y 1.500 m, la profundidad vertical total (TVD) de los sondeos, está entre 3.000 y 4.700 m, siendo el más profundo de 6.000 m y de 15 a 20 etapas de fracturación.

El Departamento de energía americano (DOE) estima un coste medio de 2,5 millones de dólares en sondeos con multilaterales horizontales y fracturación, y de 0,8 millones para los sondeos con fracturación vertical.

Para la fracturación, se bombea agua (con pequeños contenidos de productos químicos) y arena en el sondeo a gran presión, creando pequeñas fisuras en las pizarras que facilitan la salida del gas natural desde las pizarras al sondeo. Se usan de 15.000 a 30.000 m³ de agua por sondeo para la fracturación y de 2.000 a 3.000 toneladas de arena o bolas cerámicas (proppant⁵), que sirven para que no se cierren las microfracturas producidas. Entre el 20% y el 70% del agua de fracturación retorna a la superficie entre 3 y 7 días después de la fracturación, y en la mayoría de los casos, después de tratada junto con el agua producida con el gas, se inyecta en sondeos profundos en niveles con agua salada. Normalmente, el agua de retorno tiene un pico en los 10 primeros días, con un caudal que desciende a la quinta parte a los diez días y a la décima parte a los 50 días (Chesapeake Energy).

Históricamente, han sido operadores locales independientes los que han iniciado la explotación de las «shales gas», que después fueron compradas por compañías de tamaño medio y posteriormente han entrado las grandes corporaciones. Tal ha sido el caso de la compañía Mitchell Energy Corporation, adquirida por la compañía Devon, y posteriormente ha entrado la empresa Total. Chesapeake ha vendido parte de sus activos a Statoil y Chinoc (EagleFord); y XTO Energy a Exxon Mobil.

Últimamente, como consecuencia del desplome del precio del gas a 4 \$/Mcf, las compañías se están moviendo a objetivos en la ventana de petróleo y gas húmedo.

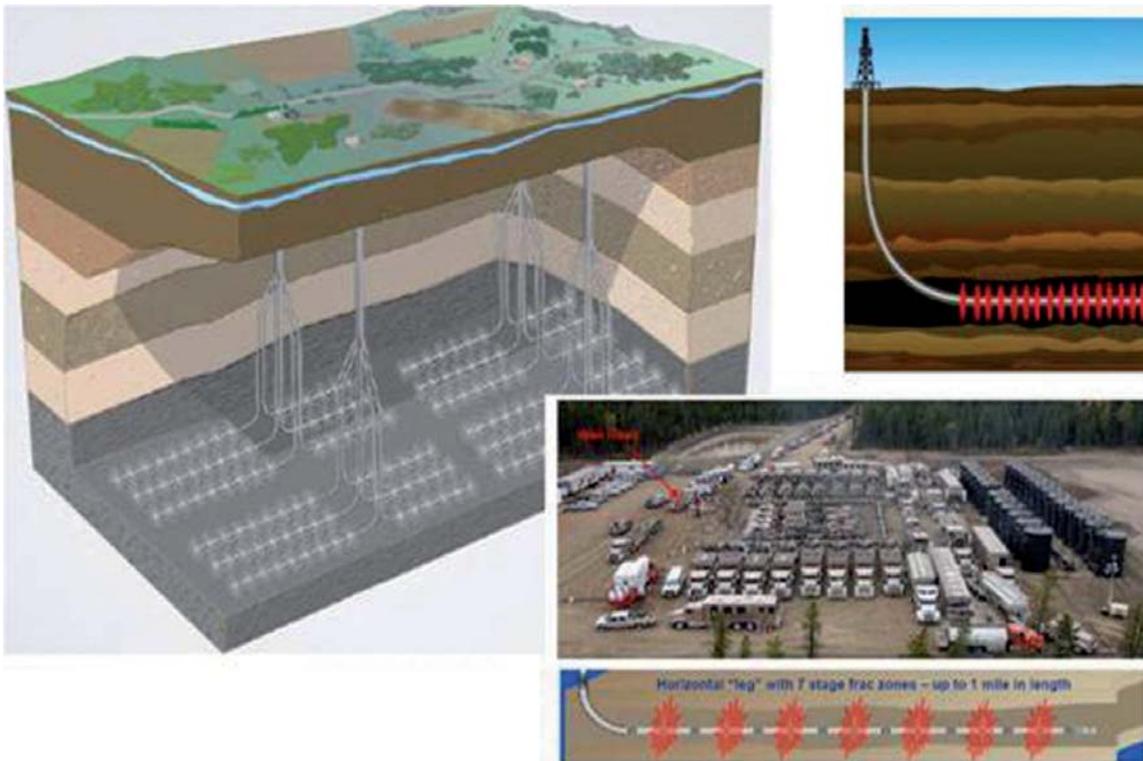
La tasa interna de retorno (IRR) en las Barnett, es del 100% en un año en la zona más productiva, y del 65% en las zonas menos productivas. Es decir, hay una rapidísima recuperación de la inversión y el EUR varía de 2,5 a 3,5 Bcf por pozo en las Barnett, y en Haynesville, de 4 a 7,5 Bcf.

6. Las curvas de incremento del conocimiento (evolución de la producción)

El paso de recurso a reserva, es mucho más difícil en las «shale gas» que en los yacimientos convencionales. En general, las pruebas de producción en un yacimiento convencional permiten hacer una estimación rápida aproximada de las reservas de un yacimiento con unos pocos sondeos. En el caso de un yacimiento no convencional, las producciones sin estimulación son muy bajas y las pruebas comerciales se hacen pozo por pozo. El factor de recuperación, ha aumentado del 10% al 50% del GIP, gracias a las innovaciones en la perforación y fracturación (figura 17).

⁵ Agente que permite mantener las fracturas abiertas cuando se relaja la presión de fracturación en el pozo, al haber distribuido previamente la arena, o las bolas de cerámica, en el interior de las fracturas que fueron abiertas durante el proceso de fracturación hidráulica.

Figura 17. Esquema 3D mostrando el patrón de explotación de un campo de gas no convencional

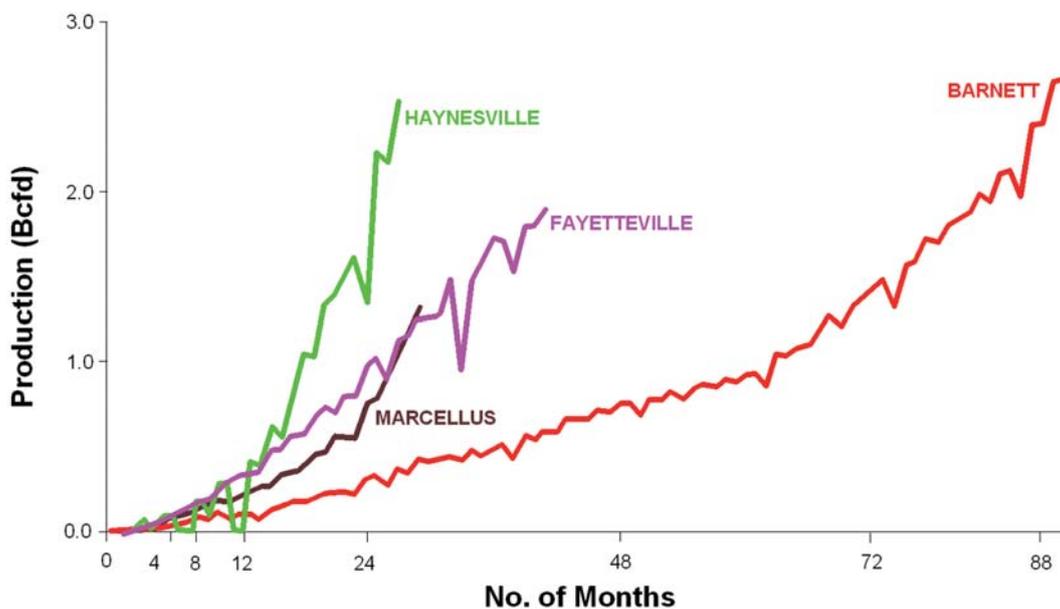


Nota: Arriba: Técnica de perforación dirigida con posterior fracturación hidráulica. Abajo derecha: Disposición de decenas de camiones que transportan agua para las operaciones de fracturación hidráulica.

Fuente: Adaptada de Pflug (2009) y BNK Petroleum (2011).

En la figura 18, se muestran las producciones (en Bcfd) en los «plays» de Barnett, Fayetteville, Haynesville y Marcellus. Además, demuestra la evolución del incremento del conocimiento por transferencia de tecnología.

Figura 18. Producción de «shale gas» en las cuencas de Barnett, Fayetteville, Haynesville y Marcellus



Fuente: Wood Mackenzie Unconventional Gas Service (2011).

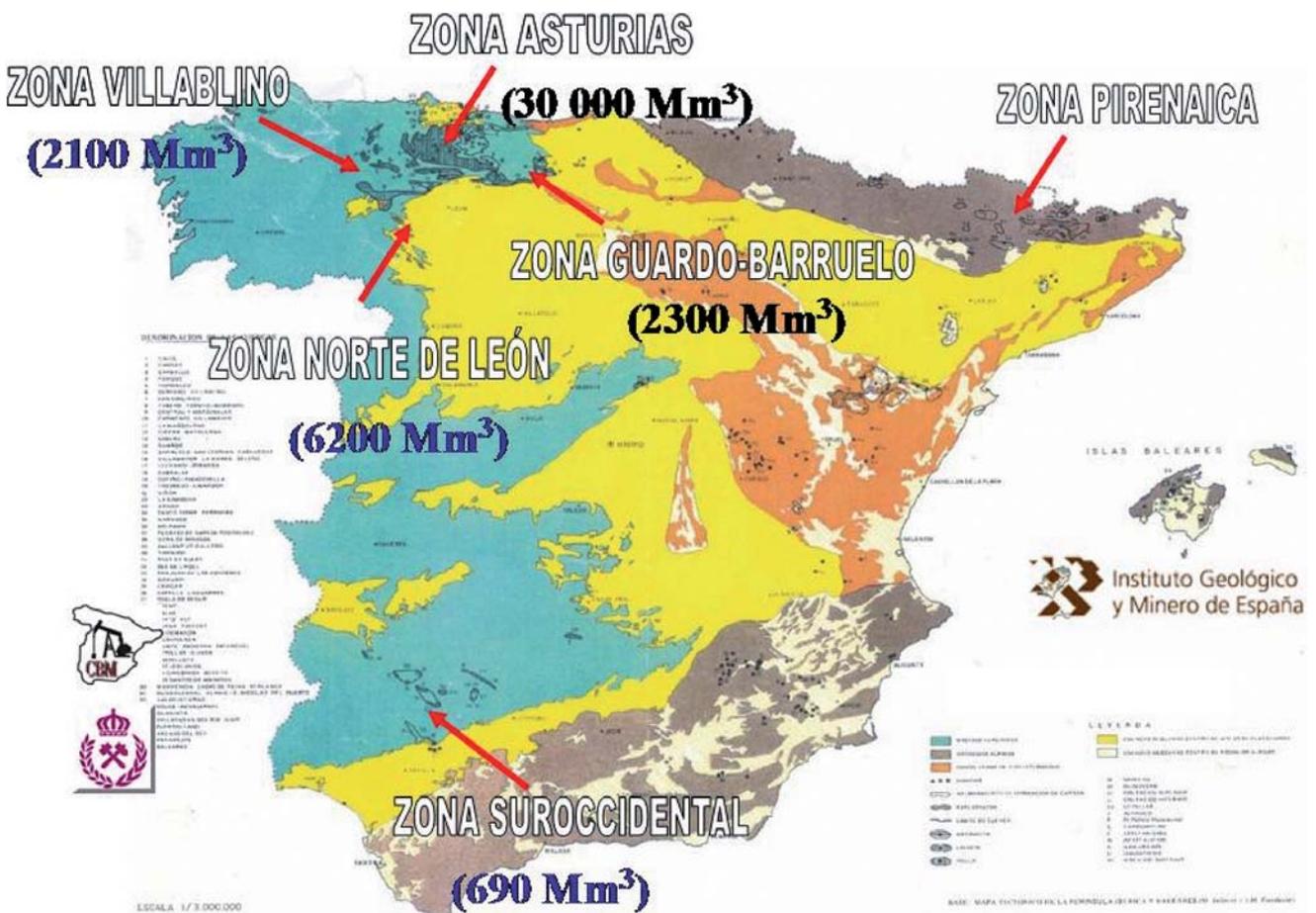
Para alcanzar una producción de 1 Tcfd, fueron necesarios 60 meses (5 años) en las Barnett, mientras que en Fayetteville y Marcellus, que fueron los siguientes en desarrollarse, bastaron 25 meses, y en el de más reciente desarrollo, en Haynesville, 16 meses. Es decir, que a medida que la tecnología y conocimiento van mejorando, la producción aumenta más rápidamente.

7. El gas no convencional en España. CBM y «shale gas» en España

7.1. Gas de las capas de carbón (CBM)

En un inventario realizado por el Instituto Geológico y Minero de España en el año 2004, se evaluaron los recursos de CBM en las cuencas con carbón importantes en 41.290 millones de m³, es decir, aproximadamente el consumo de gas de un año en España (figura 19).

Figura 19. Estimación de los recursos de CBM (en Mm³) en España



Fuente: Zapatero, Martínez Orio y Suárez Díaz (2004).

La mayor parte de los recursos están en capas muy inclinadas y subverticales, que prácticamente no existen en Estados Unidos ni en el resto del mundo donde se explota CBM. Por tanto, haría falta realizar una exploración específica adaptada al tipo de estructuras presentes, para encontrar la metodología de explotación adecuada a capas numerosas y poco potentes (de 0,5 a 3 m) y subverticales.

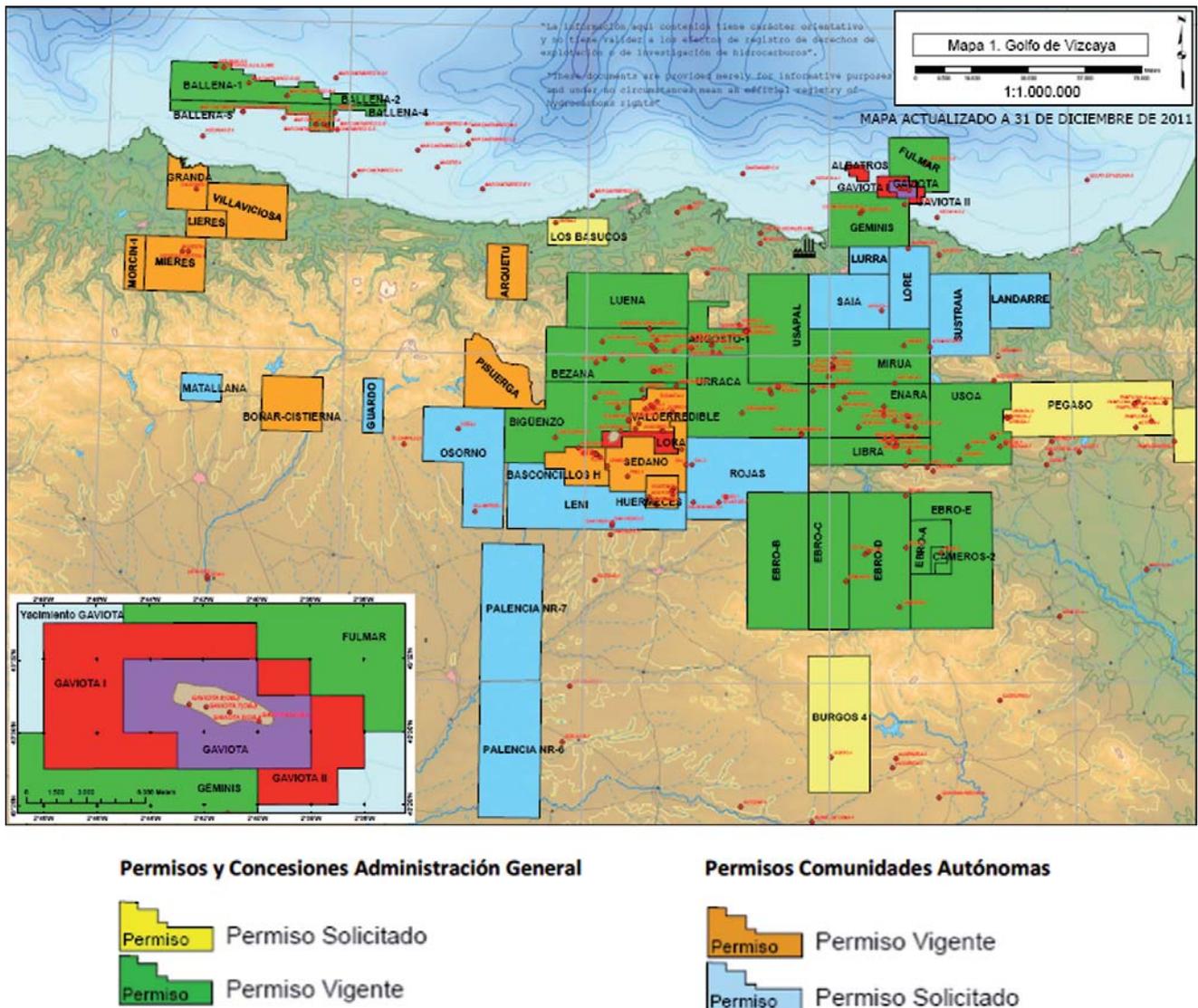
El contenido en gas de las capas es similar a las del resto del mundo (4 a 10 m³/t de carbón).

7.2. Gas de pizarras («shale gas»)

Al principio del presente siglo, pocas compañías creían en la posibilidad de explotar hidrocarburos de las pizarras. En el año 2005 en España, la superficie de permisos de investigación de hidrocarburos alcanzó la mínima extensión, y a partir de entonces, las peticiones se han incrementado de una manera espectacular, principalmente por las expectativas despertadas por el «shale gas».

En la figura 20, se muestra un mapa actualizado del MITYC del 31 de diciembre de 2011.

Figura 20. Permisos de Hidrocarburos en el Norte de España en 2011

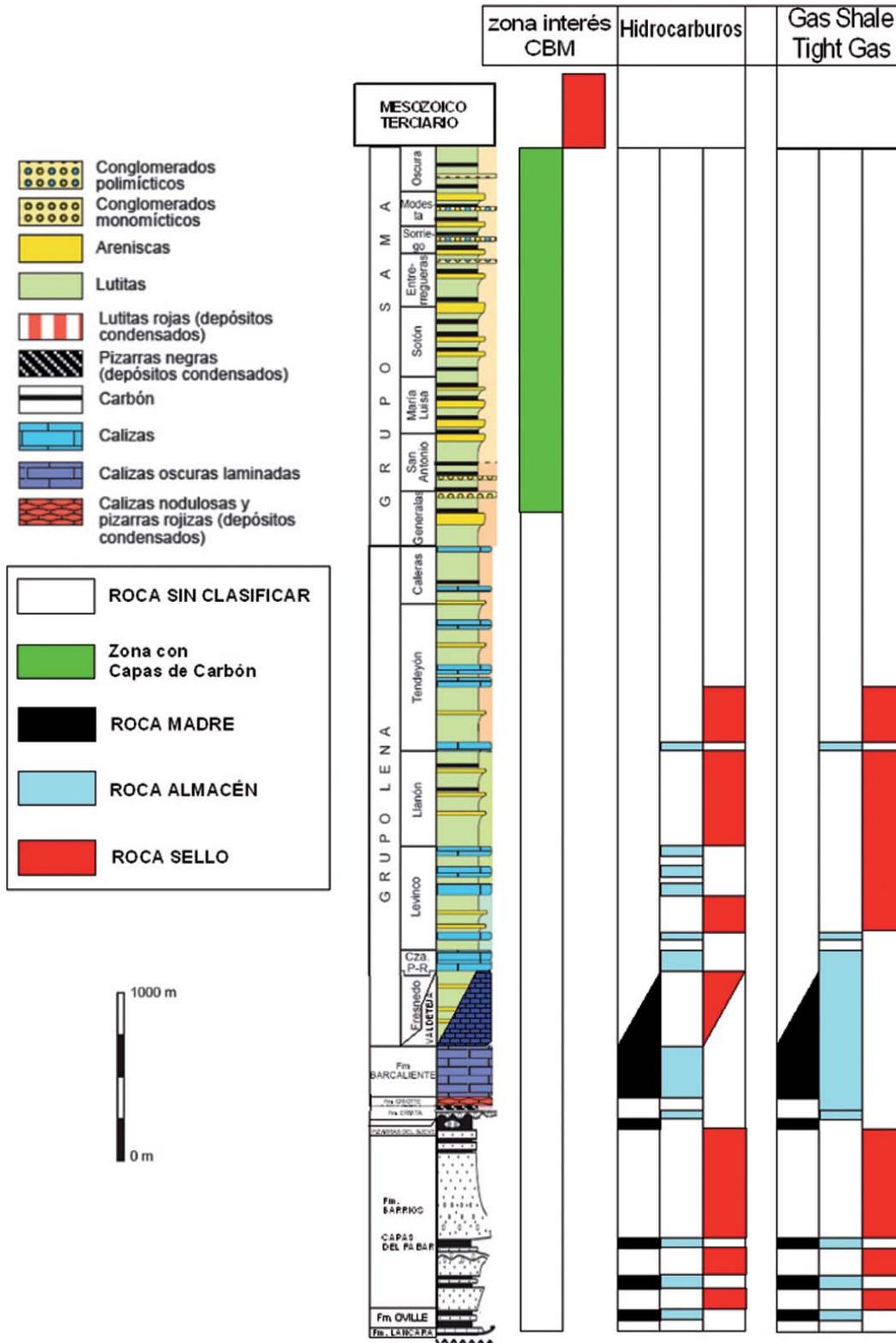


Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC), (2011).

Los almacenes-objetivo de «shale gas», tanto en España como en el resto de Europa son, en el Paleozoico inferior las pizarras Ordovícicas y Silúricas, en el Paleozoico superior las pizarras Devónicas, y en el carbonífero los niveles de pizarra por encima y por debajo de la Caliza de Montaña. En la base de la Caliza de Montaña, la formación denominada Barcaliente, está constituida por unas calizas «mudstone» con abundante materia orgánica (hasta el 12%), depositadas en un ambiente de mar profundo (más de 1.000 m) en las plataformas carbonatadas aflorantes en los bordes de cuenca en el oriente de Asturias.

La figura 21 muestra una columna estratigráfica del paleozoico más próximo al núcleo del arco asturiano, Cuenca Central Asturiana y Unidad Pisuegra Carrión.

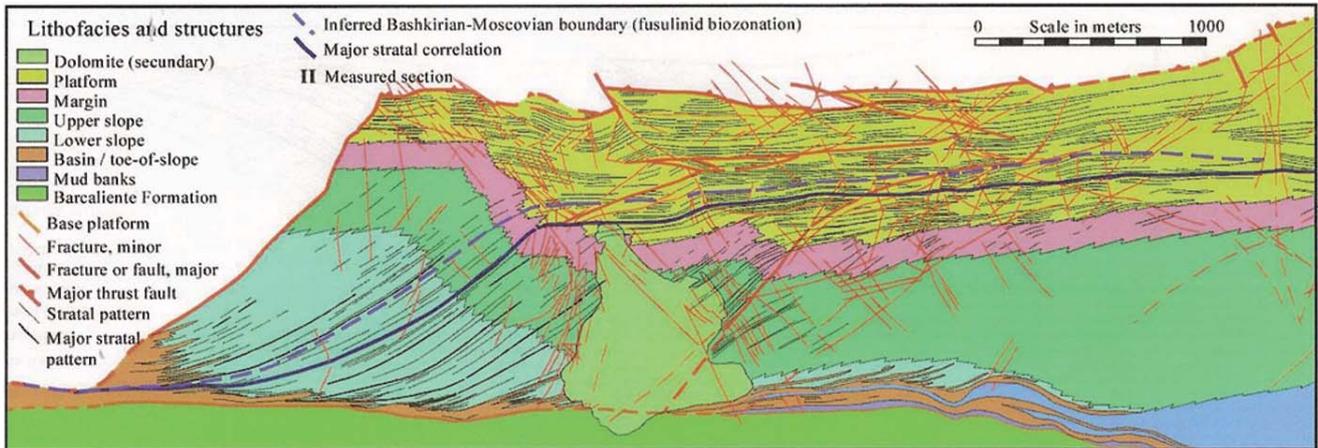
Figura 21. Columna estratigráfica del Paleozoico, indicando los objetivos más prometedores para la explotación de hidrocarburos



Fuente: Cienfuegos y Pendás (2009).

En la figura 22 se muestra un esquema de plataforma carbonatada de la Sierra del Cuera, se distinguen las zonas de plataforma, talud y mar profundo, donde se depositan carbonatos y margas anóxicas con abundante materia orgánica. En este caso la profundidad de la base del talud es del orden de 1.000 metros.

Figura 22. Perfil a través de la Sierra del Cuera



Nota: Se marcan las litofacies, modelos de estratificación y diferentes estructuras.

Fuente: Kenter et al. (2007).

En la figura 23 se muestra una imagen de Google Earth de la Sierra del Cuera (Oriente de Asturias), donde las compañías petroleras, Exxon y Shell, entrenan a los equipos que trabajan en los yacimientos de Tengiz (Kazajistán) en la estratigrafía e interpretación sísmica de plataformas carbonatadas.

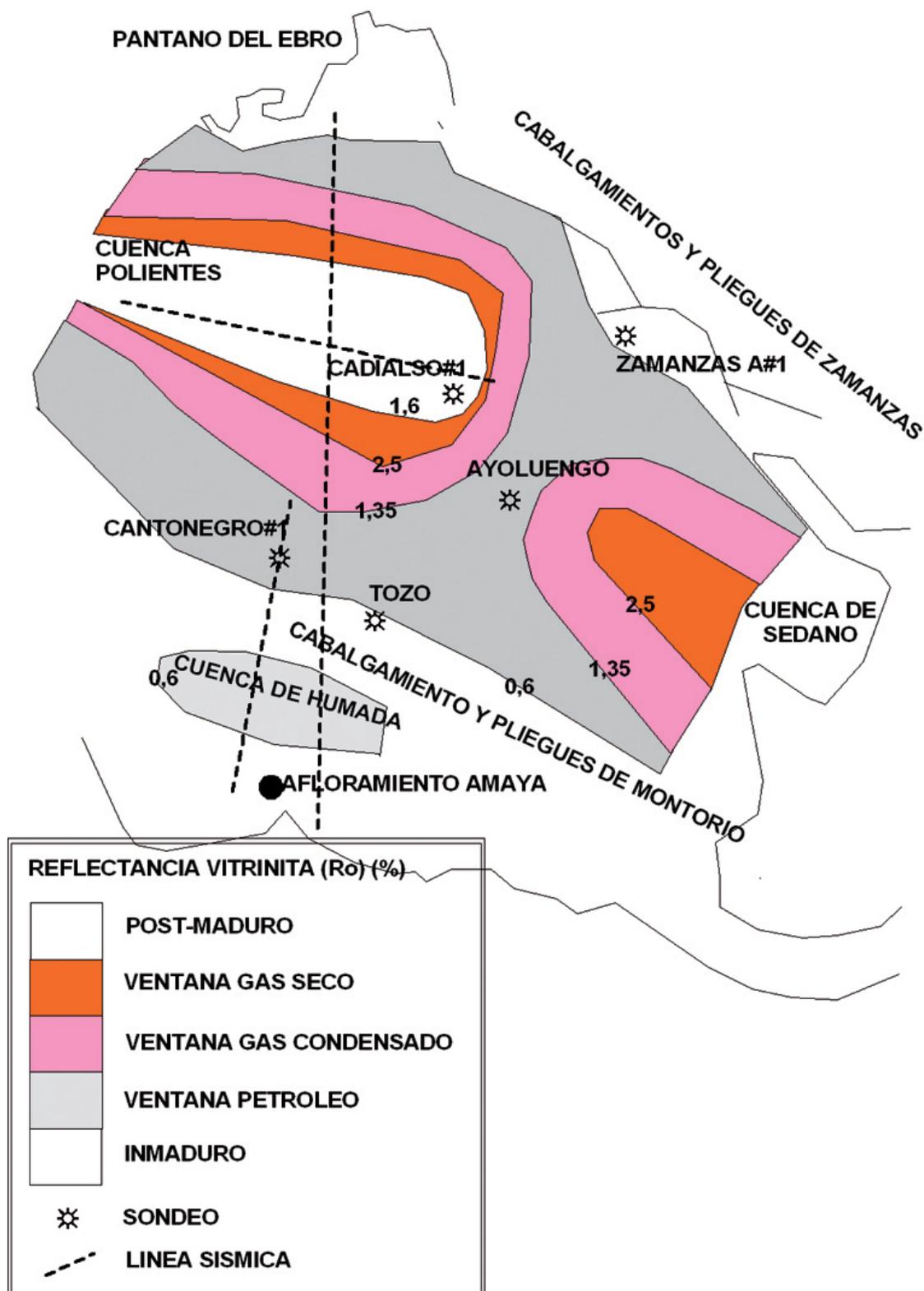
Figura 23. Vista aérea de la plataforma carbonatada de la Sierra del Cuera (Asturias)



Fuente: GoogleEarth (2011).

En el Jurásico de Santander-Burgos, existen niveles de margas y margocalizas con elevado TOC, e igualmente, en la base del Cretáceo, ha habido indicios de gas cuando se perforó en los años 60-70. La figura 24, es un mapa de isopacas de las margas Toarcienses que llegan a tener un TOC de 12 mg/kg en el límite de Cantabria y Burgos-Palencia.

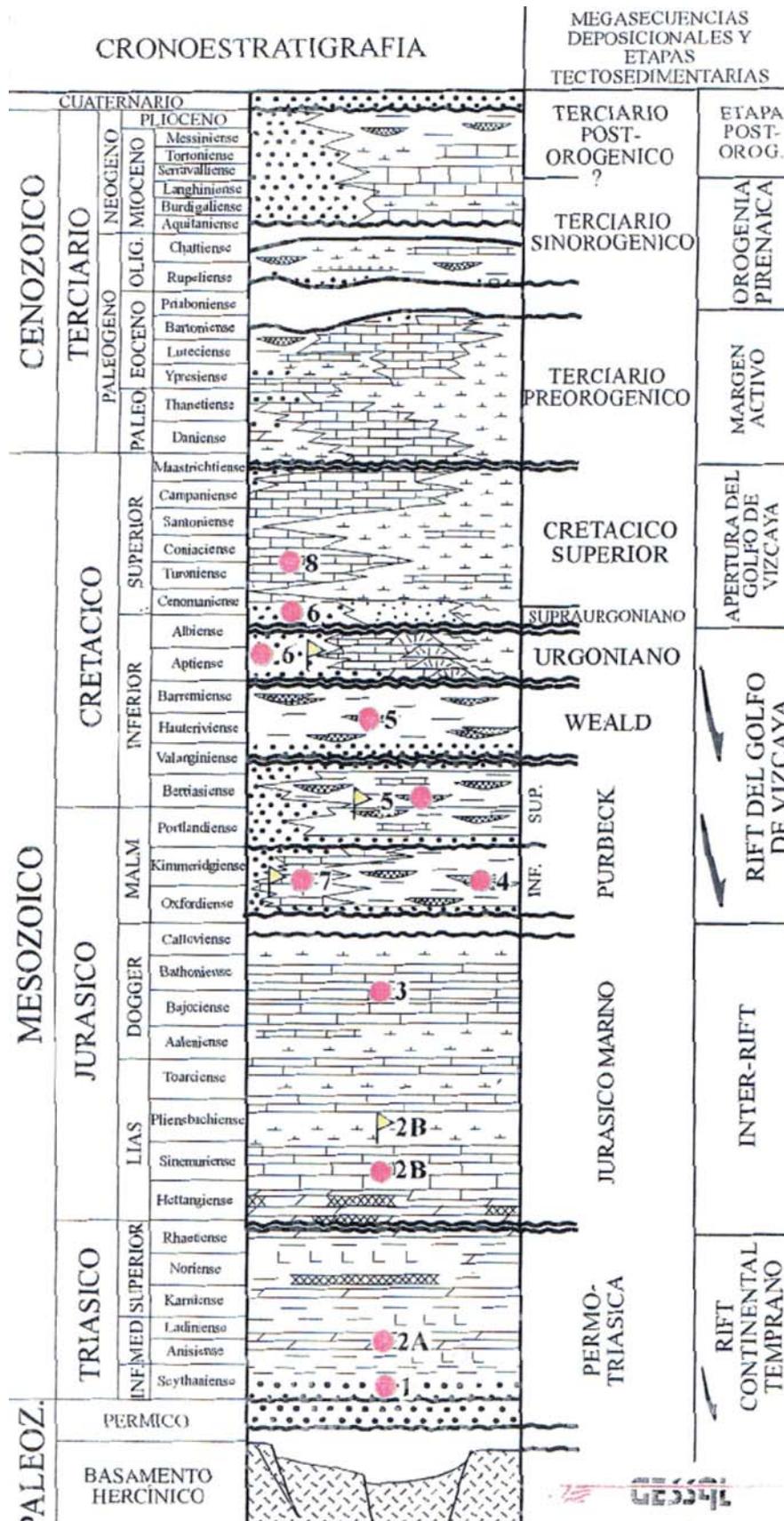
Figura 24. Mapa de isorefectividad de las margas Toarcienses que llegan a tener un TOC de 12 mg/kg en el límite de Cantabria y Burgos-Palencia



Fuente: Adaptada de Gessal (2003).

La figura 25, es la columna estratigráfica del Mesozoico en la Cuenca Vasco Cantábrica con las zonas con pizarras «shale», que son también rocas madre de petróleo. Hay rocas madre con TOC, espesor y grado de maduración adecuados, en el Jurásico y Cretáceo.

Figura 25. Diagrama cronoestratigráfico de la Cuenca Vasco-Cantábrica mostrando las megasecuencias deposicionales y etapas tectoestratigráficas de la cuenca, así como la localización de las rocas madre (amarillo) y almacenes (rojo)



Fuente: Gessal (2003).

En la Cuenca Vasco Cantábrica, existe una alternancia rítmica de margas y marga calizas con abundante materia orgánica y «black shales» depositadas en eventos anóxicos en el Lías Toarciense (figura 26). El TOC en las facies margosas, varía entre el 2% y 6%, con valores puntuales de hasta el 20% y el promedio calculado del 5% en secciones hoy maduras (Quesada, 2010).

Las facies orgánicas superan 100 m de espesor total con 25-30 m netos de «black shales» en los dominios subsidentes, como el surco Tudanca-Polientes. En la zona, existen zonas inmaduras en ventana de petróleo y en ventana de gas. En el área Polientes-Sedano, la profundidad es de 3-4 km. En las zonas más subsidentes, de 6-7 km.

Figura 26. Afloramiento de las alternancias rítmicas de margas y marga calizas con abundante materia orgánica en el Lías al Norte de Reinosa



Fuente: Cienfuegos (2011).

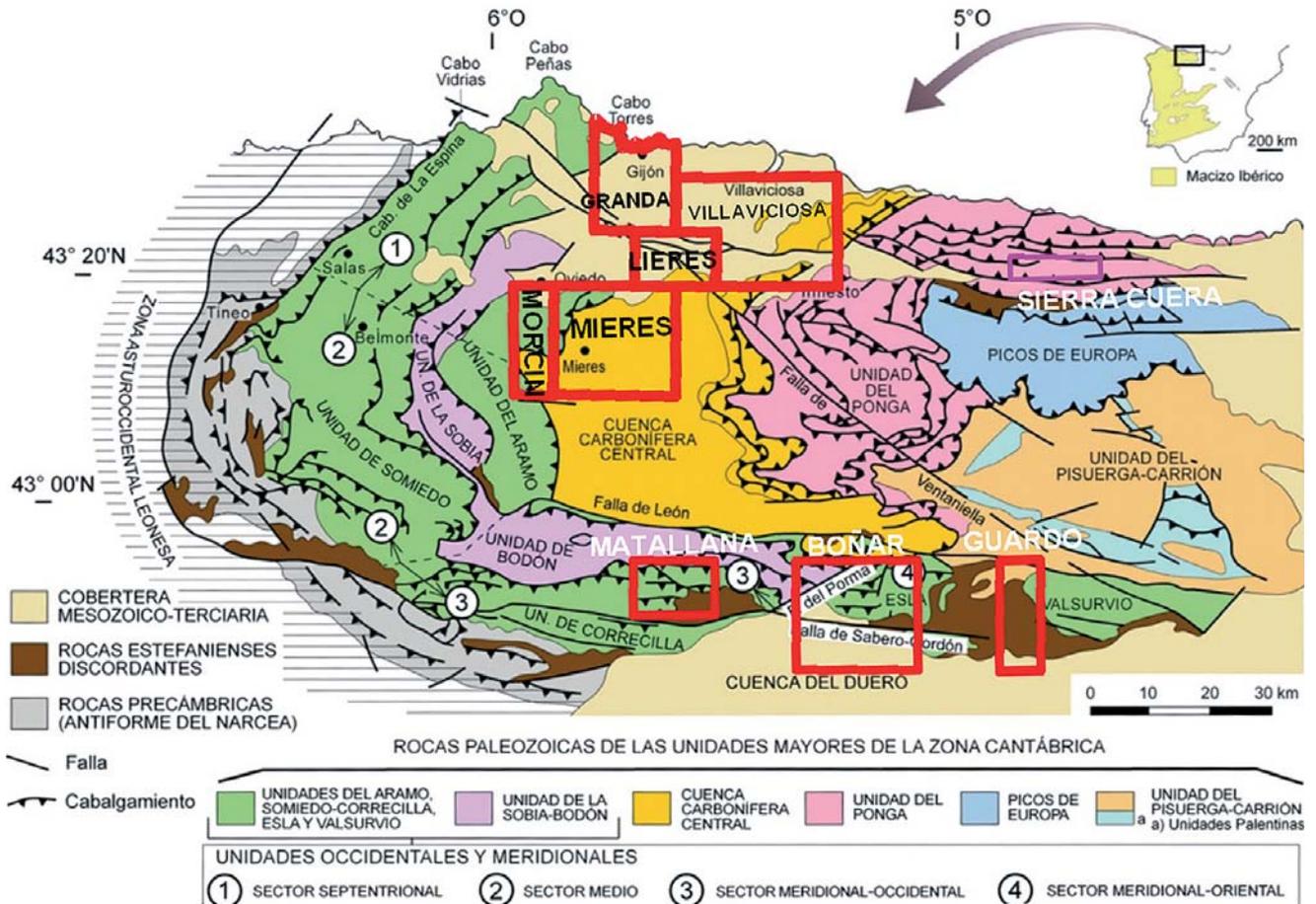
Cuando en los años 60-70 se perforó el Cretáceo al sur de Vitoria, hasta profundidades de 4.000 m, hubo numerosos indicios de gas (1Bcf en el Campo de Castillo) en calizas Turonenses de muy baja permeabilidad, teniendo como roca madre la Formación Balmaseda (Cretáceo Medio). La serie cretácea se está reconsiderando de nuevo como objetivo exploratorio de gas no convencional por la Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi-SHESA (Grupo EVE).

7.3. Situación paleogeográfica de las «Black & Gray Shales»

Como se indicó, la mayoría de los «shale gas plays» más importantes en EE.UU., se sitúan en cuencas del Paleozoico superior, en las zonas correspondientes a áreas con ambiente de mar profundo en la cuenca de antepaís, en un contacto con el frente de cabalgamiento de las «Ouachita Mountains» y los Apalaches, que va desde Texas a New York y Canadá, como se observó en la figura 15.

La figura 27 corresponde a la Cuenca Cantábrica Paleozoica, donde en las unidades Somiedo-Correçilla, Sobia-Bodón, Cuenca carbonífera Central y Pisuerga-Carrión, existen depósitos del Paleozoico superior, que podrían tener gas de pizarras explotable a nivel comercial, depositados en ambientes sedimentarios anóxicos de mar profundo.

Figura 27. Esquema estructural de Antepaís Paleozoico Cantábrico



Nota: Se muestra la posición de permisos de investigación de hidrocarburos vigentes y la localización de la Sierra del Cuera (Llanes).

Fuente: Modificada de Bastida (2004) y Aramburu et al. (1995).

8. Gas de pizarras y agua

El agua es un elemento fundamental en la exploración y explotación del gas de pizarras. Para la perforación es necesaria entre 20 y 30 m³ por pozo, y para cada fracturación entre 20.000 y 25.000 m³. Con el gas se produce normalmente una pequeña cantidad de agua salada procedente de las pizarras que contienen el gas.

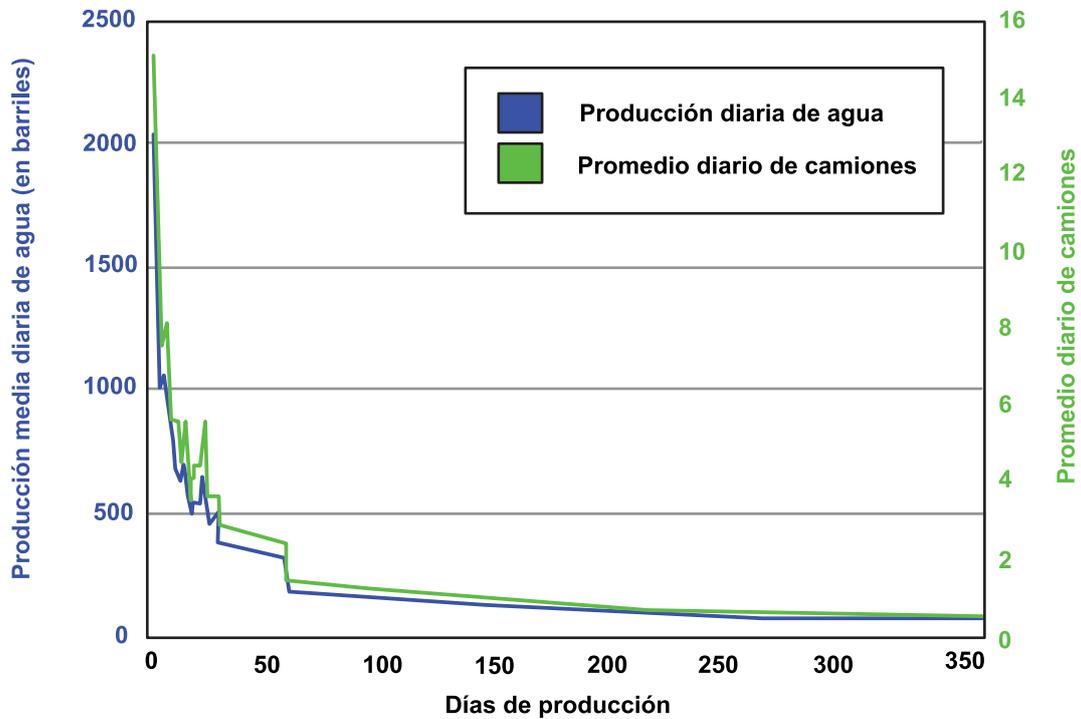
El aprovisionamiento de agua, se hace a partir de aguas superficiales, redes de abastecimiento, aguas subterráneas o aguas salobres.

En la fracturación (o hidrofracturación), el fluido bombeado al pozo es un 99,5% de agua con «proppant»⁶ y aditivos químicos (como ácidos, inhibidores de corrosión, reductores de fricción, biocidas, etc.).

⁶ Apuntalante de arena o cerámica para mantener abierto el sistema de fracturas generado.

Después de la fracturación, entre el 20% y el 70% del agua utilizada retorna a la superficie: el 20% en los pozos modernos, con laterales de más de 1.000 metros, y el 70% en los antiguos sondeos verticales. Este agua, muy cargada en sólidos, se filtra y depura y puede reutilizarse en la fracturación de sondeos posteriores. Del agua que retorna, el 30% lo hace en los dos o tres primeros días, hasta el 90% a las tres semanas, y muy poca, a partir del mes (figura 28).

Figura 28. Producción de agua y número promedio diario de camiones de transporte



Fuente: Chesapeake (n.d.).

En EE.UU., el agua asociada a la fracturación y producción de gas natural debe transportarse a un pozo de Clase II, según la normativa americana (UIC)⁷, para ser inyectada en una formación profunda. Si no hay una conducción por tubería, se hace en camiones con capacidades de 15 m³ de agua (figura 29).

Figura 29. Camiones con capacidades de 15 m³ de agua



Fuente: Chesapeake (n.d.).

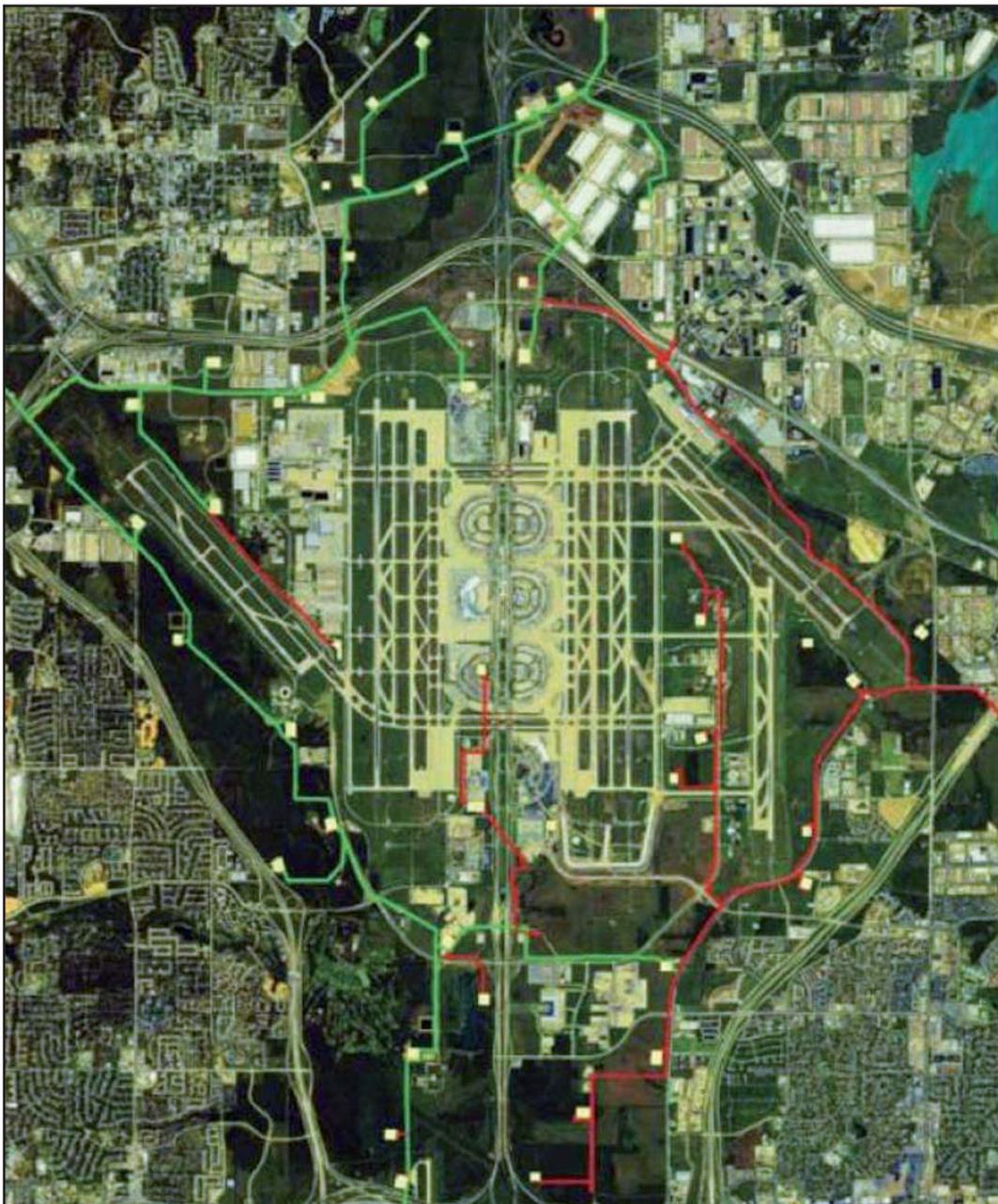
⁷ «Underground Injection Control».

El agua generada en las pizarras productoras a gran profundidad suele ser muy limitada y salada.

Un sondeo de Clase II está autorizado solo para el vertido de agua generada en la producción de gas o petróleo. Hay más de 50.000 sondeos de clase II en el Estado de Texas.

En 2006, el aeropuerto internacional de Fort Worth (Dallas, EE.UU.), el tercero en tráfico aéreo de EE.UU., cedió los derechos minerales a Chesapeake Energy (figura 30). Le generarán 1.000 millones de dólares de ingresos en la vida del proyecto en el que se van a realizar 200 sondeos. Para inyectar el agua de fracturación y producción, se realizaron dos pozos de más de 2.000 metros de profundidad con el fin de albergar el agua de las «Barnett shale» en la formación Ellenburger, y hay más de 30 km de tuberías de polietileno soldado resistente a la corrosión para llevar el agua a los pozos.

Figura 30. Vista aérea del aeropuerto Internacional DFW (Dallas, USA)



Nota: Se observan las plataformas de sondeos (cuadrados claros) y el circuito de tuberías de agua salada (línea verde) y gas (línea roja).

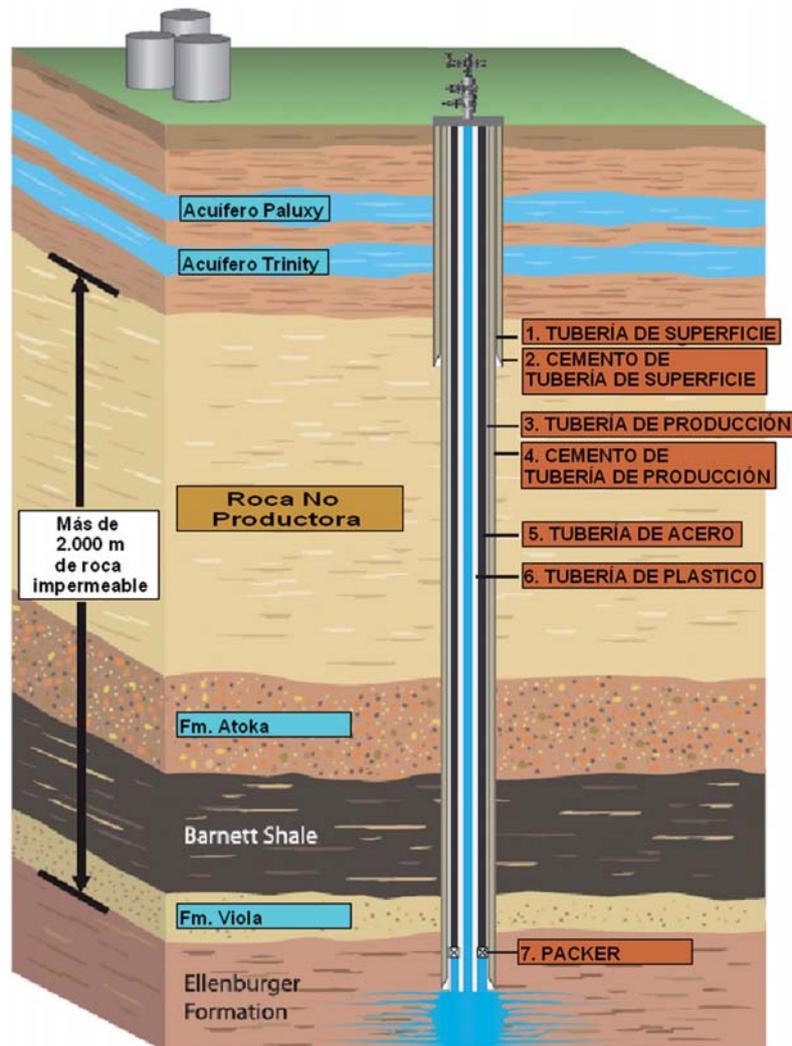
Fuente: Chesapeake (n.d.).

Todos los sondeos tienen varias tuberías destinadas a proteger las diversas formaciones y acuíferos que se cortan hasta llegar a los horizontes productores de gas, o inyectores de la salmuera de desecho. Estas tuberías forman lo que se llama en la industria, la completación del pozo. Su fin es proteger las formaciones atravesadas y asegurar la estanqueidad del pozo junto con la integridad del mismo. Son las mismas tecnologías, ampliamente probadas, que vienen aplicando en la industria extractiva de los hidrocarburos durante décadas (con notable éxito).

Un sistema de completación bastante estándar, consta de tres tipos de entubado:

- Una tubería de sostenimiento o «casing», también denominada «de superficie», de ¼ de pulgada de grosor. Cuya misión es cubrir y proteger las formaciones más superficiales, y va cementada en el espacio anular entre el terreno y la tubería con un cemento impermeable.
- Posteriormente, se instala otra tubería de sostenimiento o «casing», también denominada «de producción», que se baja hasta la formación productora de gas, o formación inyectora de la salmuera. El «casing» también está cementado en el espacio anular entre la tubería y las formaciones atravesadas.
- Y por último, la tubería de inyección y producción o «tubing», que suele estar recubierta de plástico y equipada con un obturador o «packer» en el fondo de pozo, y un sistema de válvulas de seguridad en superficie (figura 31).

Figura 31. Esquema de sondeos de extracción de la compañía Chesapeake



Nota: El sondeo implementa siete capas de protección para asegurar la integridad de los acuíferos.

Fuente: Chesapeake (n.d.).

En los sondeos de inyección, se monitorizan en continuo las presiones, se verifican y calibran mensualmente los caudalímetros para asegurar que todo el agua entra en la formación, y se toman todas las medidas de seguridad requeridas por la EPA («Environmental Protection Agency») y la RRC («Rail Road Commission Texas») para asegurar la integridad de los sondeos. Se evita así, que los acuíferos con agua potable entren en contacto con el agua salada producida y posteriormente inyectada.

Se están estudiando numerosas innovaciones, como los sistemas de evaporación del agua producida, para disminuir la cantidad de agua inyectada o la depuración y reciclado (figura 32).

Figura 32. Imagen de un sistema de evaporación de agua (EVRAS)



Fuente: Chesapeake (n.d.).

La agencia americana de protección ambiental (EPA), considera que, «cuando los pozos están adecuadamente situados, construidos y operados, la inyección es un método ambientalmente seguro para verter las aguas generadas».

Un informe del Parlamento del Reino Unido del 27 de junio de 2011 (Hall, 2011), establece que «no hay evidencia de que el proceso de fracturación hidráulica ponga en peligro el agua subterránea si se tiene una entubación correcta. Los riesgos de contaminación, se deben a problemas de integridad del sondeo y no son diferentes a los de producción de gas o petróleo convencionales».

En EE.UU., se han fracturado más de 1.000.000 de sondeos en los últimos 60 años, y en la próxima década, entre el 60% y 80% de los pozos perforados para gas necesitarán fracturación.

A medida que ha aumentado la producción de gas no convencional (10.000 pozos en las Barnett, 10.000 pozos habrá en Haynesville, etc.), ha aumentado la preocupación de la gente y las protestas contra la fracturación hidráulica. Sin embargo, en un informe realizado por el «Massachusetts Institute of Technology» (MIT, 2011), de 20.000 pozos analizados, solo hubo problemas en 20, y fueron identificados como debidos a no haber seguido las reglas de la industria, es decir, el número de pozos con problemas podría ser reducido a cifras irrelevantes si se trabaja con arreglo al estado del arte y con elementos de seguridad establecidos.

9. Conclusiones

La industria para la extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, es una industria madura, que utiliza tecnologías probadas extensiva e intensivamente. En EE.UU., la perforación dirigida y la fracturación hidráulica, han sido las tecnologías que constituyen el núcleo de las técnicas que están en el origen de la revolución del gas natural no convencional.

La explotación de gas no convencional en EE.UU., ha pasado de cantidades muy pequeñas a principios de los años 80, al 46% de la producción total de gas en 2011. A este espectacular desarrollo han contribuido tres factores:

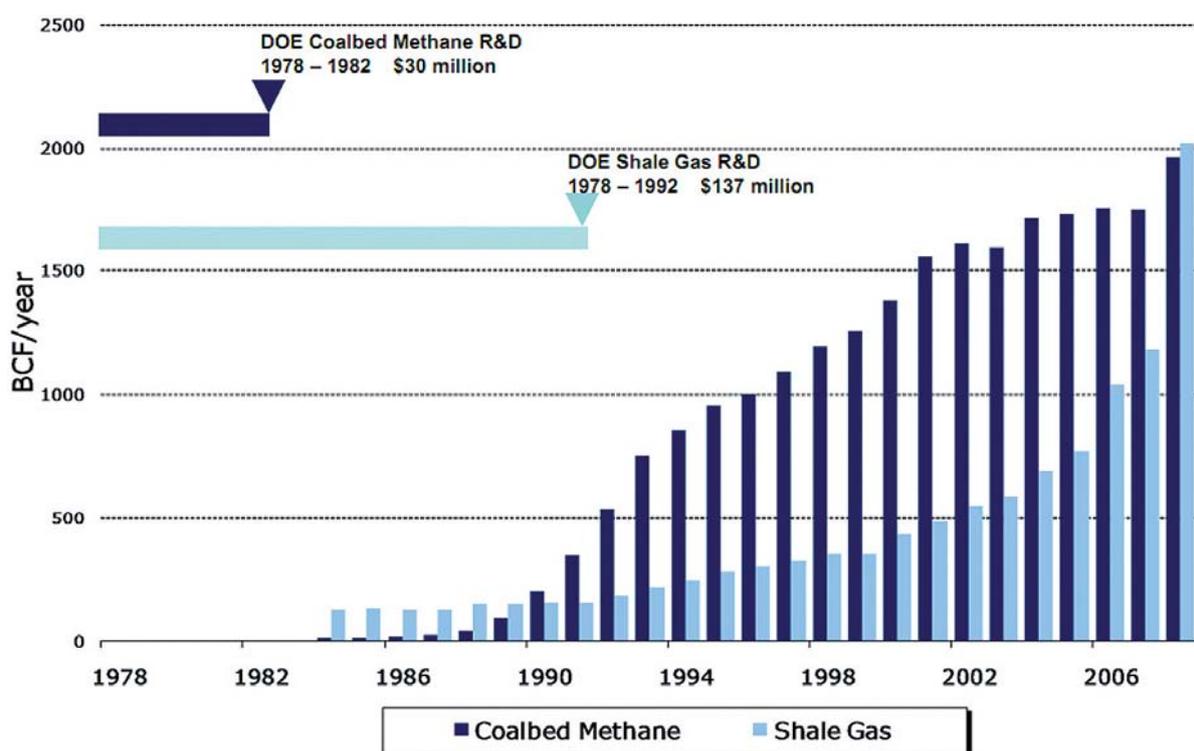
1. Una inversión importante de organismos públicos de investigación (figura 33) como el DOE («U.S. Department of Energy»), el GTI («Gas Technology Institute»), el USGS («United States Geological Survey»), y universidades.
2. Una eficaz difusión de la información.
3. Una acertada política de «tax credit» en los primeros años.

La comercialidad de la extracción del gas no convencional y los recursos existentes, han modificado notablemente la estructura de precios del gas en EE.UU., abaratando la energía e incrementando el grado de autoabastecimiento, hasta el punto de estar en proyecto la construcción de una planta de licuación de GNL para su exportación a otros mercados.

En EE.UU., los beneficios derivados de la creación de empleo, abaratamiento de la energía e incremento del grado de autoabastecimiento, superan ampliamente a los riesgos derivados de la explotación racional y controlada del recurso, constituyendo una actividad en clara expansión.

En España, existen recursos de gas no convencional que deberían ser explorados, y en caso de éxito se podría aplicar todo el «know-how» ya desarrollado. Aunque las cuencas sedimentarias españolas con

Figura 33. Relación cronológica entre la inversión previa en I+D de organismos públicos de EE.UU. (DOE) y la evolución de la producción mediante la importante implicación de la industria



Fuente: Adaptado de U.S Department of Energy (DOE), NETL (2011).

recursos de gas no convencional, no tienen ni la extensión ni las posibilidades de las cuencas americanas, hay numerosos «plays» con posibilidades de tener reservas, que han atraído el interés de numerosas compañías, y han hecho que la superficie ocupada por permisos de investigación en tierra sea la mayor de la historia reciente, asegurando una elevada actividad exploratoria en los próximos años.

Uno de los factores que se está mostrando más problemático, es la posibilidad de que el agua de retorno de la fracturación hidráulica contamine los acuíferos superficiales que abastecen de agua potable a la población. Este tema se debe tratar con transparencia y claridad para no lastrar el desarrollo futuro.

La Administración debe reaccionar haciendo foros públicos, paneles y seminarios, con científicos, técnicos, funcionarios, y personas y asociaciones interesadas para definir y difundir las «mejores prácticas» de la industria y la mejor comprensión del proceso de la fracturación hidráulica y de la exploración y producción de gas en general.

Al igual que en EE.UU., dos de las claves del éxito para el desarrollo de la industria en España, deben ser: incentivar la exploración mediante ventajas fiscales y establecer una alianza con la gente de la zona para que sea una actividad de la que todos obtengan beneficio.

10. Agradecimientos

Los autores expresan su agradecimiento al Dr. Ignacio Díaz de Berricano y al Dr. Isaac Álvarez, por la revisión y sugerencias aportadas en la elaboración final de este documento.

11. Bibliografía

- ARAMBURU, C.; BASTIDA, F. (1995). *Geología de Asturias*. Edit. Ediciones TREA, S.L. 308 p.
- ARTHUR, J.D.; LANGHUS, B.; ALLEMAN, D. (2008). «An overview of modern shale gas development in the United States». ALL Consulting.
- BASTIDA, F. (coord.). (2004). *Zona Cantábrica*. En: Vera, J.A (coord.; ed.). *Geología de España*. Madrid. SGE-IGME; 2004, pp. 25-49.
- BLUM TEXAS (n.d.). «Barnett Shale Maps». Disponible en: <http://blumtexas.blogspot.com>
- BNK PETROLEUM (2011). «BNK Petroleum Corporate Presentation». Disponible en: http://ddata.over-blog.com/xxxxyy/4/72/27/39/Breves-du-10-septembre-2011/LECERCLEDEGINDOU/Current_Presentation-BNK-petroleum.pdf
- CHESAPEAKE ENERGY (n.d.). «The Facts and Process of Saltwater Disposal in the Barnett Shale». Disponible en: http://www.askchESAPEAKE.com/Barnett-Shale/Multimedia/Publications/Brochure_SaltwaterDisposal.pdf
- CIENFUEGOS, P.; PENDAS, F. (2010). *Informe Recursos No Convencionales*. Inédito. Departamento de Explotación y Prospección de Minas. Universidad de Oviedo.
- CURTIS, J.B. (2002). «Fractured shale-gas systems». *AAPG Bulletin*, v. 86, no. 11. Noviembre de 2002, pp. 1921-1938.
- GESSAL (2003). *El sistema petrolífero de la Cuenca Vasco-Cantábrica (Sector Suroccidental)*. Inédito. Guía de campo preparada por el ISE para utilización en Curso «Ramón Querol» de Exploración y Producción de Hidrocarburos, impartido por REPSOL en la Escuela de Minas de Oviedo. Universidad de Oviedo.
- HALL, K. (2011). «British Parliament issues report on hydraulic fracturing». *Oil & Gas Law Brief*. Disponible en: <http://www.oilgaslawbrief.com/hydraulic-fracturing/british-parliament-issues-report-on-hydraulic-fracturing/>
- HILL, D.G.; LOMBARDI, T.E.; MARTIN, J.P. (2010). «Fractured shale gas potential in New York». *TICORA Geosciences, Inc.*, Arvada, Colorado, USA. New York State Energy Research and Development Authority, Albany, New York, US.
- KENTER, J.A.M.; VERWER, K.; BAHAMONDE, J.R. (2007). «Pricaspian Basin Carbonate Analogs in the Pennsylvanian of Northern Spain (Cantabrian Mountains)». Field trip sponsored by Tengiz ChevronOil Future growth Concepts team. Vrije Universiteit. Amsterdam.
- MAGOON, L.; DOW, W.G. (1994). «The Petroleum System. From Source to Trap». *AAPG, Memory 60*.
- MARTIN, J.P.; D.G., LOMBARDI, T.E.; NYAHA, R. (n.d.). «A primer on New York's gas shale. New York state energy research and Development Authority». Albany, New York; EnCana Oil & Gas (USA) Inc. Denver, Colorado; BON-CARBO Resources, LLC. Arvada, Colorado; GASTEM USA Montreal, Quebec.
- MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (MIT) (2011). «The Future of Natural Gas». Disponible en: <http://web.mit.edu/mitei/research/studies/natural-gas-2011.shtml>

- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (MITYC) (2011). *El petróleo. Exploración y producción de hidrocarburos en España. Mapa de posición de sondeos, permisos y concesiones de hidrocarburos. Mapa del año 2011*. Disponible en: <http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2011/mapas/inicio.html>
- MONEY ENERGY (2010). «*What You Need To Know About Shale Gas Investing and the Pros and Cons of Fracking. Shale gas basins in the United States*». Disponible en: <http://www.getmoneyenergy.com/2010/01/investing-in-shale-gas-pros-cons-fracking/>
- NAVIGANT CONSULTING INC. (2008). «*North American Natural Gas Supply Assessment*». Disponible en: http://www.afdc.energy.gov/afdc/pdfs/ng_supply_assessment_2.pdf
- NEWELL, R (2010). «*Annual Energy Outlook 2011. Reference Case*». U.S Energy Information Administration (EIA). The Paul H. Nitze School of Advanced International Studies December 16, 2010 Washington, DC. Disponible en: http://www.sais-jhu.edu/academics/functional-studies/ere/pdf/GLF/Fall10/AEO_2011_Early_Release_12-16-2010_Public_Release.pdf
- PFLUG, G. (2009). «*North American Shale Gas Overview*». Northeast Energy & Commerce Association-NECA. Trans-Canada.
- PICKERING ENERGY PARTNERS (2005). «*The Barnett Shale. Visitors Guide to the Hottest Gas Play in the US*». Disponible en: <http://www.tudorpickering.com/Websites/tudorpickering/Images/Reports%20Archives/TheBarnettShaleReport.pdf>
- POLLASTRO, R.M.; HILL, R.J.; JARVIE, D.M.; HENRY, M.E. (2003). «*Assessing Undiscovered Resources of the Barnett-Paleozoic Total Petroleum. System, Bend Arch-Fort Worth Basin Province, Texas*».
- POLLASTRO, R.M.; JARVIE, D.M.; HILL, R.J. and ADAMS, C.W. (2007). «*Geologic framework of the Mississippian Barnett Shale, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bend arch-Fort Worth Basin, Texas*». *AAPG Bulletin*, v. 91, no. 4 (april 2007), pp. 405-436.
- QUESADA, S. (2010). *El sistema petrolífero Jurásico en el norte de España: una evolución desde la exploración convencional a la no convencional*. Conferencias invitadas: Congreso del Jurásico.
- U.S DEPARTMENT OF ENERGY (DOE), NETL (2011). «*Shale gas: Applying Technology to Solve America's Energy Challenges*».
- ZAPATERO, M.A.; MARTÍNEZ ORIO, R. y SUÁREZ DÍAZ, I. (2004). *Inventario de metano en capa de carbón, CBM-CMM en España. Posibilidades de almacenamiento geológico de CO₂*. Instituto Geológico y Minero de España, Madrid.

Dimensión mundial y europea del gas no convencional

Maximilian Kuhn¹

European Centre for Energy and Resource Security (EUCERS)
Departamento: War Studies, King's College London

1. El gas no convencional, un recurso estratégico

El futuro de la energía mundial está marcado por una incertidumbre sin precedentes, que va desde mitigar el cambio climático, hasta construir el correcto mix energético para cada país con el objetivo de reducir la dependencia energética y aumentar la seguridad de suministro. En vista de tanta incertidumbre, el mercado emergente de gas a nivel mundial, se puede resumir en una sola palabra: volátil. En este contexto mundial impredecible, se observa una rápida transformación de las distintas formas de energía, siendo necesario analizar la dimensión global de estos cambios y sus consecuencias. El presente trabajo, gira en torno al gas natural, y en especial, al gas no convencional, que engloba el gas de pizarras «shale gas», el gas de areniscas compactas «tight gas» y el gas de capas de carbón «coal bed methane»-CBM.

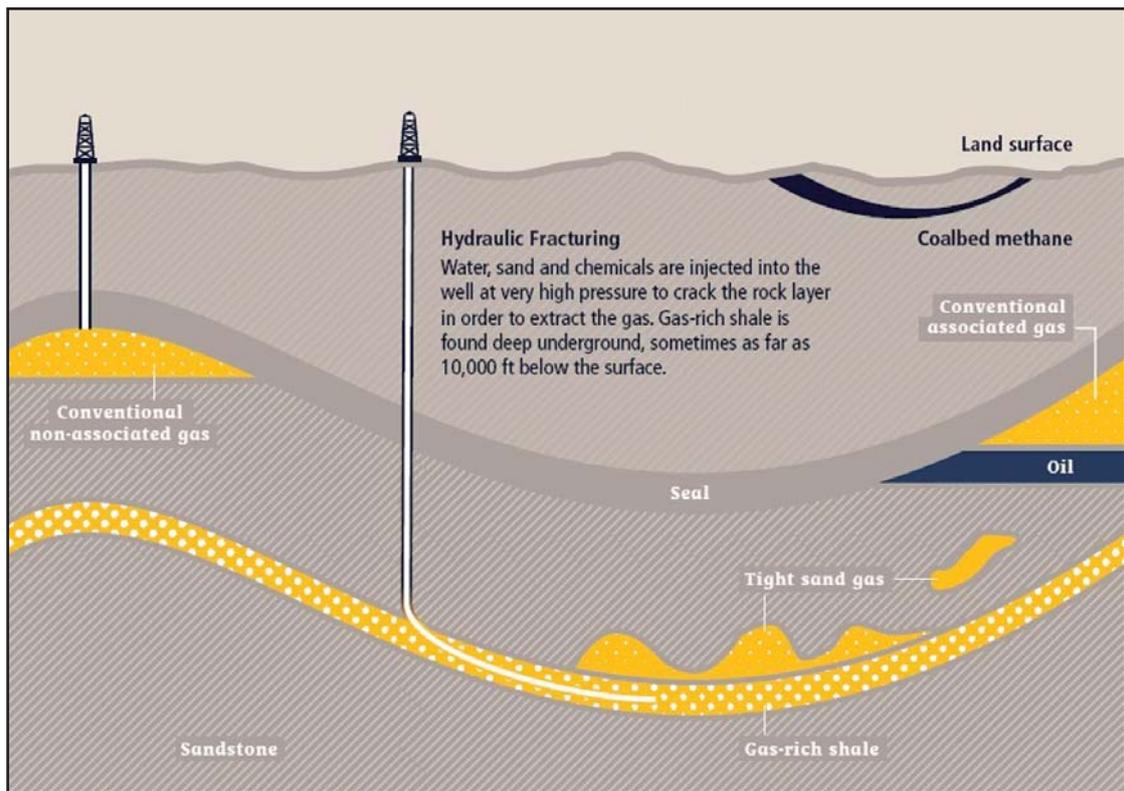
Definiciones geológicas: ¿Qué es el gas no convencional?

- El «shale»², es un tipo común de roca sedimentaria de grano fino procedente de los depósitos de lodos y arcillas en el fondo de mares tranquilos y lagos.
- El «black shale», es un tipo de esquisto depositado en condiciones especialmente anóxicas en el fondo de mares estancados, y es rico en materia orgánica de origen bacteriano y/o vegetal y/o animal.
- El gas convencional, es un gas que ha emigrado desde una roca madre (con capacidad para generar los hidrocarburos y que presenta baja permeabilidad) a otras rocas de mayor permeabilidad que permiten su extracción.
- El gas no convencional («shale gas», «coal-bed-methane», «tight gas»), es un gas natural que se encuentra almacenado en formaciones rocosas, y para su extracción económica, es necesario estimular la formación que lo contiene creando permeabilidad artificial (mediante fracturación hidráulica...) que permita fluir el gas.
- El «shale gas», es un gas natural atrapado en la roca madre en la que se formó, roca con muy baja porosidad y permeabilidad (lutita, marga organógena, etc.), y que se compone principalmente de metano, mezclado con etano, propano, butano y otros componentes orgánicos.
- El «coal-bed-methane», CBM (Metano de capas de carbón): es un gas asociado a carbones, atrapado en los poros del carbón, que se puede extraer utilizando métodos similares a los empleados para el «shale gas».
- El «tight gas», es un gas natural albergado en areniscas de muy baja porosidad y permeabilidad (inusualmente impermeables), y para su extracción, también es necesario estimular la formación rocosa creando microfisuras.

¹ El siguiente análisis se basa en el estudio de Maximilian Kuhn y Frank Umbach (2011), «Strategic Perspectives of Unconventional Gas: A Game Changer with Implications for the EU's Energy Security».

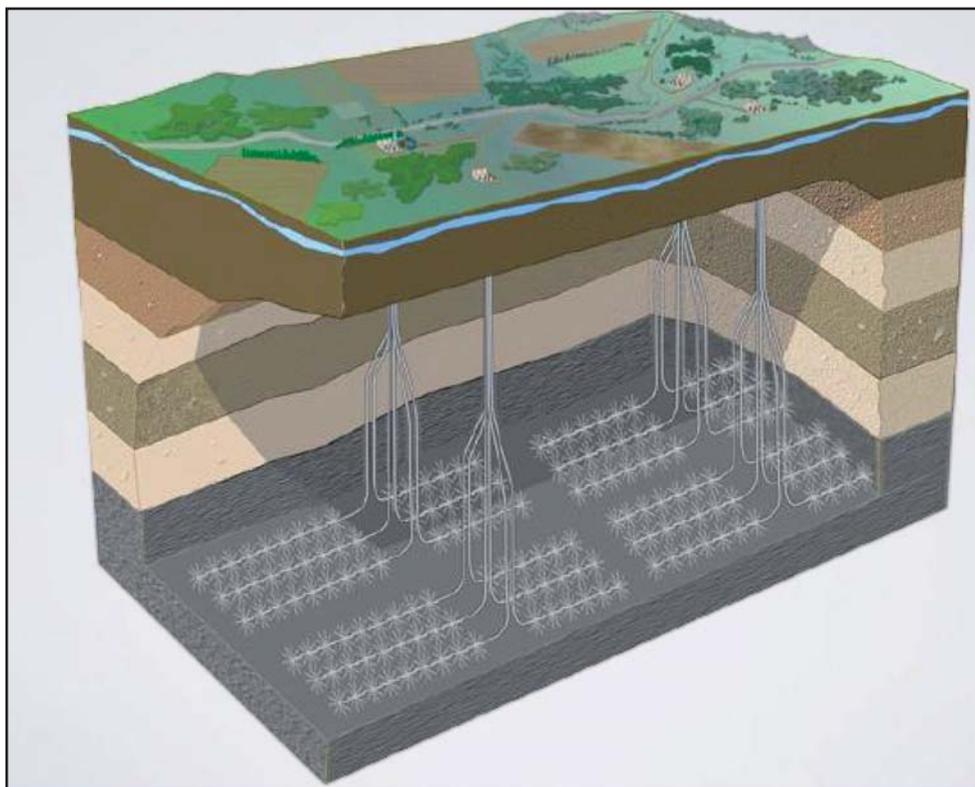
² En estos contextos, la palabra «shale» tiene un sentido más amplio y engloba litología de tamaño de grano muy fino (lutitas, limolitas y margas, fundamentalmente). N.d.T.

Figura 1. Extracción de gas de pizarras



Fuente: Kuhn y Umbach (2011).

Figura 2. Fractura de las rocas para la obtención de gas no convencional



Fuente: BNK Petroleum (2011).

Según Cutler J. Cleveland (2004) «la energía está interrelacionada con el desarrollo humano, y la historia de la cultura humana se puede considerar como un desarrollo progresivo de las nuevas tecnologías y sus respectivas fuentes de energía. La energía alimenta la economía, transformó la sociedad, e incrementó la capacidad de la humanidad para explotar recursos adicionales». Asimismo, señala que las principales revoluciones industriales se asocian con importantes cambios originados en las fuentes de energía y las tecnologías de la información, empezando por el descubrimiento del fuego y el advenimiento de la agricultura y la ganadería y, en última instancia, el desarrollo de los hidrocarburos y la energía nuclear.

Cleveland expone, que tener acceso a fuentes de energía asequibles, fiables y respetuosas con el medio ambiente, es imprescindible para las actividades humanas, así como para el desarrollo y el crecimiento económico. El petróleo ha supuesto una fuente de energía fundamental desde principios de siglo. Sin embargo, debido a que los mercados de petróleo continúan presionando, y que el cambio climático exige que el mundo reduzca sus emisiones de CO₂, está teniendo lugar una tendencia de cambio hacia combustibles más limpios como el gas natural y las energías renovables. Desde finales de los años ochenta, el gas natural ha registrado un constante incremento en su uso para calefacción, generación eléctrica y elaboración de productos derivados.

Mientras el modelo energético actual se transforma en un modelo sostenible basado en energías renovables, para lo cual es necesario asimismo transformar el modelo económico, debido al apremiante reto del cambio climático, aún no se han resuelto todos los retos técnicos, económicos y políticos.

Por ese motivo, es necesario integrar esta visión en el mix energético actual, con el fin de que podamos reducir las emisiones de un modo que resulte económicamente rentable y que proporcione seguridad en materia energética.

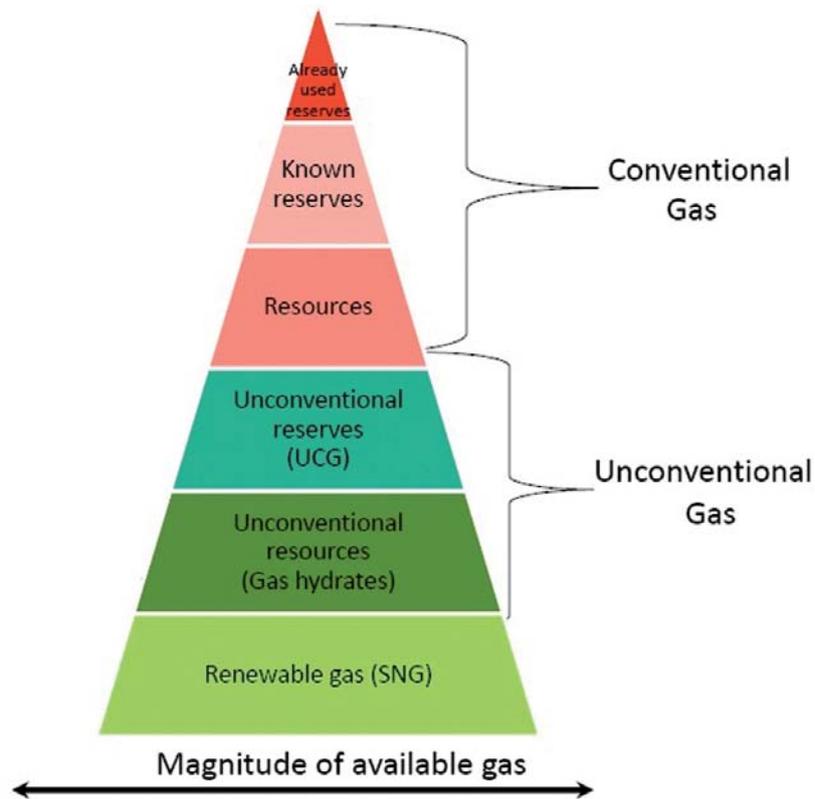
El gas encaja en este panorama por varios motivos: contribuye a la reducción de emisiones frente al resto de combustibles fósiles (es una alternativa de combustión más limpia que el carbón y el petróleo para generar electricidad), las reservas de gas comprobadas a nivel mundial y regional han aumentado enormemente, es competitivo en términos de costes, su huella de carbono es relativamente favorable si se desarrolla y transporta adecuadamente, y tiene una sinergia natural con el desarrollo a gran escala de fuentes de electricidad intermitente, como las energías renovables, pudiéndose utilizar como energía de respaldo («back up») de las mismas.

Por lo tanto, el gas no convencional no solo ha desbloqueado ingentes reservas de «shale gas», «tight gas» y «coal-bed-methane», también ha aumentado la cantidad de gas disponible. Asimismo, la abundancia de gas podría continuar potenciándose con la explotación de recursos no convencionales como los hidratos de gas, «gas hydrates». Cada unidad de hidrato puede liberar 164 veces su volumen en forma de gas natural. Por consiguiente, los hidratos de gas contienen enormes cantidades de metano y representan un recurso energético potencial aún sin explotar.

Además, el gas natural será progresivamente más relevante para la industria de la energía renovable como «gas verde», o también llamado, gas natural sintético («Synthetic Natural Gas»-SNG), que puede almacenar y transportar utilizando la infraestructura existente. El gas natural, apoyará la generación eléctrica a partir de renovables y ofrecerá la posibilidad de almacenar y ahorrar electricidad. Por tanto, el gas natural no solo representa un puente hacia el futuro mix energético sostenible, también seguirá siendo una fuente de energía fundamental en la seguridad de suministro energético³.

³ Para más información sobre el potencial futuro del gas natural, véase Robert A. Hefner III, «The Age of Energy Gases: The Importance of Natural Gas in Energy Policy», ponencia y publicación de Robert A. Hefner III en la conferencia del grupo estratégico del Instituto de Aspen «The Global Politics of Energy», Aspen, Colorado, agosto de 2007. Disponible en: <http://www.ghkco.com/downloads/ASG-ImportanceofNaturalGasinEnergyPolicy08.07.doc>

Figura 3. El gran reto del gas natural



Con el fin de entender cómo el gas no convencional encaja en los hitos energéticos mundiales, se ha de examinar el desarrollo histórico de los combustibles, tal y como lo presenta Hefner y se describe en el apartado siguiente.

2. El argumento de la Triple A para el gas natural

En su estudio sobre «la Dinámica de los sistemas de energía», Cesare Marchetti y Nebojsa Nakicenovic (1980), desarrollaron un patrón matemático que analizaba el cambio energético en las economías industriales a largo plazo. Según Montgomery (2010), la teoría de Marchetti-Nakicenovic, describía cada fuente de energía creciendo en producción, llegando a su pico, y después declinando hasta llegar a su fase de agotamiento, representándolas como una serie de curvas simétricas parcialmente solapadas, sustituyéndose unas a otras como olas que alcanzan suavemente la orilla —el petróleo ascendiendo a medida que desciende el carbón, llegando a su pico de producción y siendo sustituido por el gas natural en su declive, dando paso después a otras formas de energía futuras (mencionaban la energía solar y la de fusión)—. En la década de 1990, Robert A. Hefner III adaptó este modelo, considerando a las energías en una progresión de sólidos (madera y carbón) a líquidos (principalmente petróleo) y, por último, a gases (gas natural e hidrógeno), una progresión que conduciría a la «era de los gases energéticos».

Tal y como Robert A. Hefner (2007) expone correctamente, el gas natural no debe considerarse dentro del «concepto arraigado del petróleo y el gas, donde el gas se sitúa en segundo lugar, como un producto derivado del petróleo poco valorado». De hecho, tal como Hefner también sostiene, el gas natural es mejor combustible que otros combustibles fósiles por las siguientes razones principales:

En primer lugar, debido a la composición química simple del gas natural (en ocasiones denominado como «Natgas»). El gas natural contiene cuatro átomos de hidrógeno y solamente uno de carbono, al contrario que el petróleo, que es un compuesto químico complejo y contiene más átomos de carbono.

En segundo lugar, el gas natural es más ligero que el aire y su liberación en la corteza terrestre, aparentemente no provoca un impacto tan negativo en el medio ambiente como el petróleo.

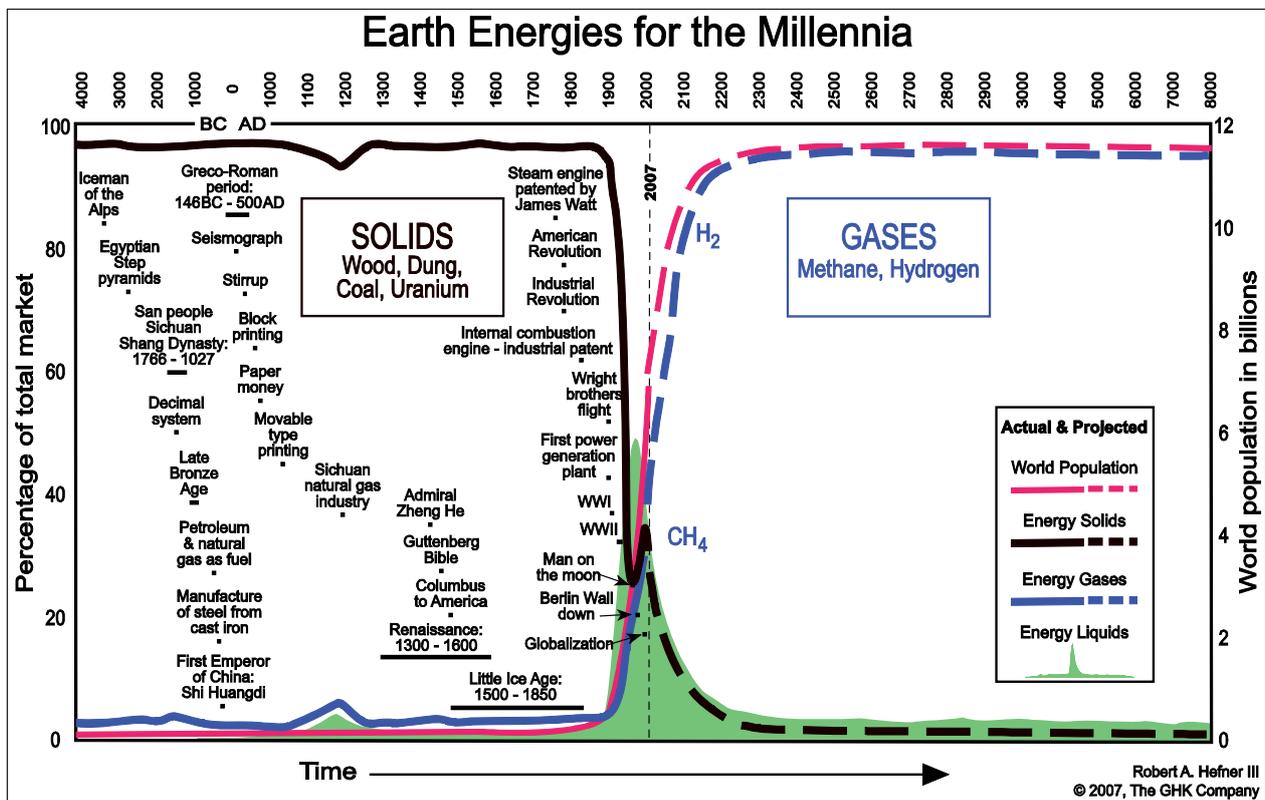
En tercer lugar, al encontrarse en la naturaleza en estado gaseoso, el gas natural se puede comprimir, a diferencia del petróleo (Montgomery, 2010).

De ahí, el argumento de la Triple A «Aceptable, Abundante, y Asequible», utilizado para el gas natural, dado que es:

Aceptable, por sus menores emisiones y por tener una combustión más limpia que el carbón o el petróleo. Abundante, ya que los recursos de gas natural se pueden producir en aquellas rocas que contienen petróleo, así como en los enormes volúmenes de rocas, particularmente de areniscas de baja porosidad, esquistos, pizarras y en capas de carbón. Los volúmenes globales de sedimentos capaces de producir gas natural de manera comercial, como mínimo duplican e incluso multiplican varias veces, los volúmenes de rocas capaces de producir petróleo (Montgomery, 2010). El incremento de las reservas de gas comercial en prácticamente el treinta por ciento durante la última década, ha confirmado en cierta medida esta hipótesis. No obstante, en general esto es debido al hecho de que las empresas petroleras han comenzado a buscar, explorar y producir gas, con la ayuda de los avances tecnológicos en el desarrollo y transporte de gas natural. Por consiguiente, con menos limitaciones en cuanto al abastecimiento y con la caída inminente de los costes de producción —como ha sucedido con la irrupción del «shale gas» en Estados Unidos—, el gas natural se está convirtiendo en uno de los combustibles más asequibles.

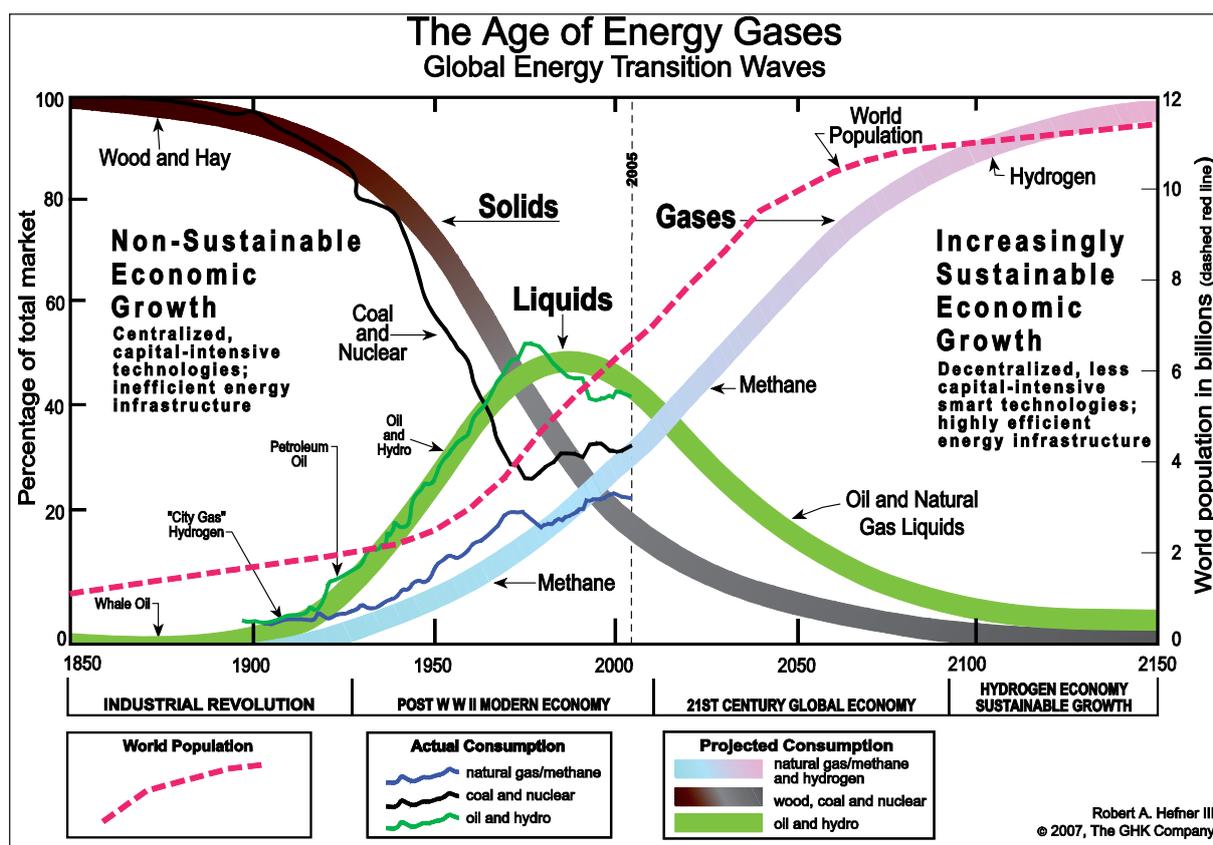
Las siguientes figuras 4.1 y 4.2, describen perfectamente el modo en que Hefner observa el desarrollo de los ciclos de energía en el contexto del desarrollo humano. La primera figura 4-1: «Energías de la Tierra durante milenios», muestra el desarrollo histórico a largo plazo y las perspectivas de uso de las energías en el desarrollo de la sociedad. En la figura 4.2: «La era de los gases energéticos», Hefner presenta, teniendo en cuenta el estudio de Marchetti y Nakicenovic, cómo han evolucionado las «olas» de transición energética durante el paso del tiempo y cómo durante años hemos estado descarbonizando, o probablemente debamos decir «hidrogenizando», nuestro consumo de energía (Hefner, 2007).

Figura 4.1. Energías de la Tierra durante milenios



Fuente: Hefner III. (2007). «The Age of Energy Gases», páginas 12-13.

Figura 4-2. La era de los gases energéticos



Fuente: Hefner III. (2007). «The Age of Energy Gases», páginas 12-13.

Por todo ello, se extiende cada vez más la idea de que el gas natural es una fuente de energía viable, debido a los avances tecnológicos, los cambios en los marcos regulatorios, y el hecho de que se considera el combustible fósil «más verde»⁴.

Sin embargo, hasta hace tan solo unos años, el declive en la producción local en Estados Unidos y Europa y la creciente búsqueda por los mercados de consumo de fuentes de abastecimiento cada vez más lejanas, hicieron que el suministro de gas natural licuado (GNL) de fuentes a menudo remotas, fuera una práctica frecuente. Así, la dependencia de suministro de unos pocos países productores —en especial, Rusia, Qatar, Irán, Turkmenistán y Australia—, quienes controlan la mayor parte de las reservas de gas convencional, se haría más dominante.

Las cuestiones en materia de seguridad energética, derivan de la preocupación sobre la importación de la energía, y amenazan la autonomía en la toma de decisiones principalmente de los países europeos y, por consiguiente, representan una amenaza para las estrategias transatlánticas.

El uso del «arma energética» como instrumento político, creó tensiones entre los productores y los países consumidores. No obstante, el gas no convencional tuvo un efecto liberador, dado que este tipo de gas, además de ser abundante y estar disponible a nivel mundial, plantea un reto al mercado energé-

⁴ Aunque un nuevo estudio del «National Center for Atmospheric Research» (Centro nacional para la investigación atmosférica) ha concluido que una mayor dependencia del gas natural emitirá mucho menos CO₂ frente al uso del carbón (hasta un 50% más), no lograría ralentizar considerablemente el cambio climático. Mientras que el uso del carbón y las emisiones de CO₂ son perjudiciales para el medio ambiente, la liberación de relativamente grandes cantidades de sulfato y otras partículas procedentes del gas natural, enfrían el planeta impidiendo la entrada de luz solar. Asimismo, es difícil analizar el cambio climático por la incertidumbre respecto a la cantidad de metano (con frecuencia considerado mucho más peligroso que el CO₂ para el cambio climático) que se desprende de las operaciones de gas natural (véase «Switching from coal to natural gas would do little for Global Climate, Study Indicates», *European Energy Review*, 12 de septiembre de 2011).

tico de los países productores, así como a los proveedores potenciales (como el Foro de los Países Exportadores de Gas, «Gas Exporting Countries Forum»-GECF), lo que consecuentemente refuerza la posición de los países consumidores.

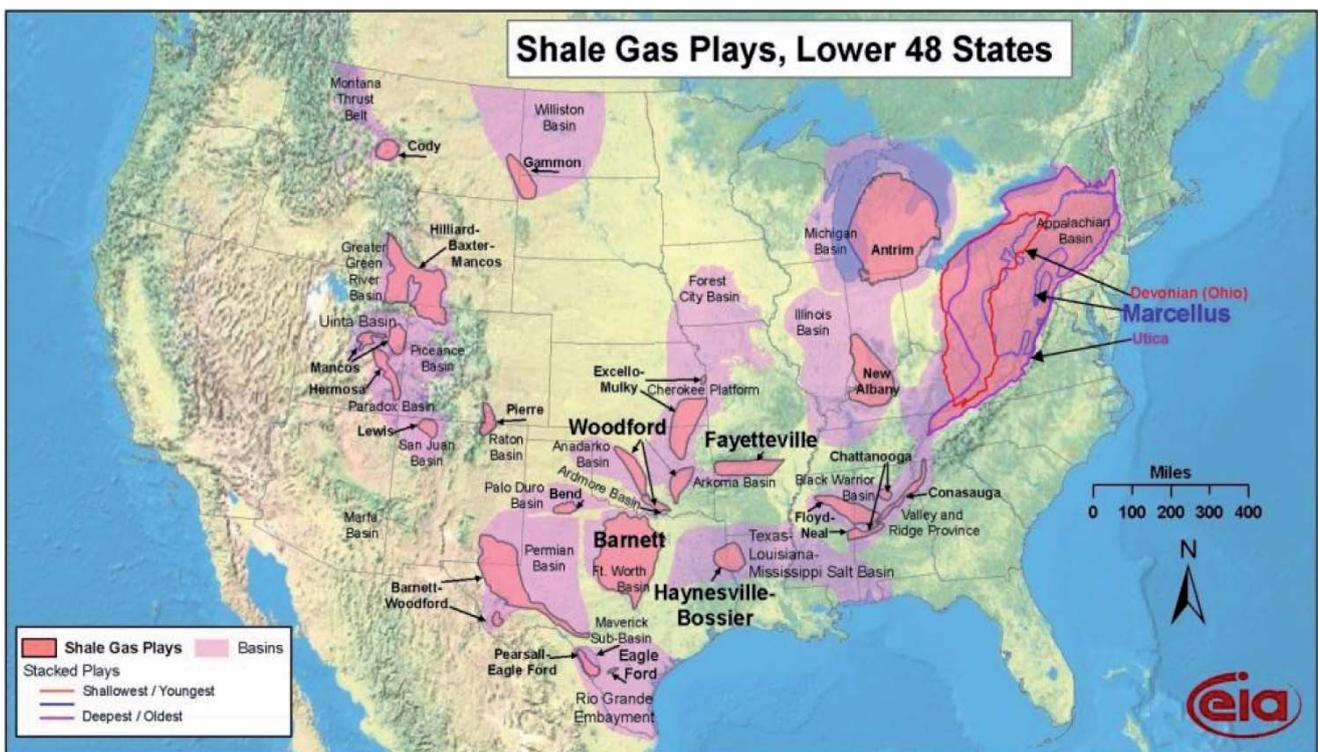
3. Un nuevo mundo emergente en torno al gas - El gas no convencional, un «impulsor» básico

La ventaja del gas no convencional, es que es una fuente nacional de abastecimiento de combustible que aumenta la seguridad energética del país respectivo. Tal y como se ha señalado anteriormente, el éxito del gas no convencional en Estados Unidos ha representado un cambio de paradigma que ha revolucionado completamente las expectativas. Básicamente ha supuesto un «cambio de juego» en el mercado mundial de gas emergente. El desarrollo de reservas de gas no convencional atrae las inversiones extranjeras directas («Foreign Direct Investment»-FDI), crea nuevos empleos y fomenta la diversificación en la importación de otros combustibles, y en el caso de Estados Unidos, ayuda al país a adquirir independencia en materia energética.

Factores claves en el éxito de EE.UU.

- La producción de gas no convencional ha beneficiado a Estados Unidos, que ha pasado de ser un país netamente importador a ser autosuficiente (EE.UU. llegó a ser el nº 1 en producción de gas, situándose por delante de Rusia).
- El gas natural no convencional ha supuesto una transformación, convirtiendo a EE.UU. en un país excedentario en gas natural, probablemente para siempre.
- La producción no convencional de EE.UU. favoreció la disponibilidad de gas a nivel mundial.
- Las exportaciones de GNL estadounidense, aumentara la presión sobre los precios en el mercado atlántico.
- Dado el pasado crecimiento de la licuefacción de GNL orientada, en el pasado, hacia el mercado estadounidense, la desviación a otros lugares exacerba el exceso de oferta de gas mundial.

Figura 5. Áreas objeto de exploración y producción de gas de pizarras en EE.UU.



Fuente: EIA-U.S Energy Information Administration (2009).

Figura 6. Producción de gas natural para uso doméstico en EE.UU.

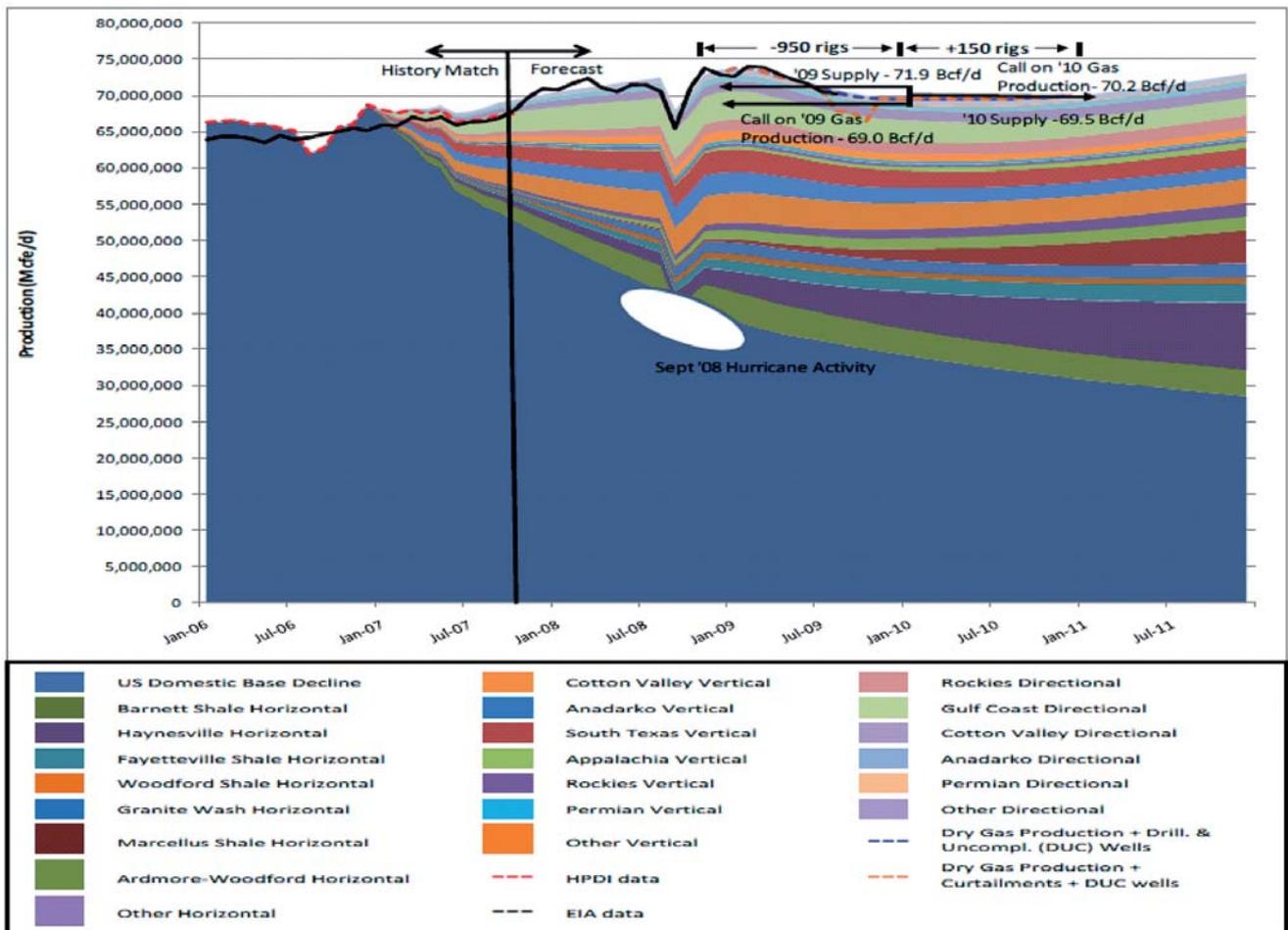
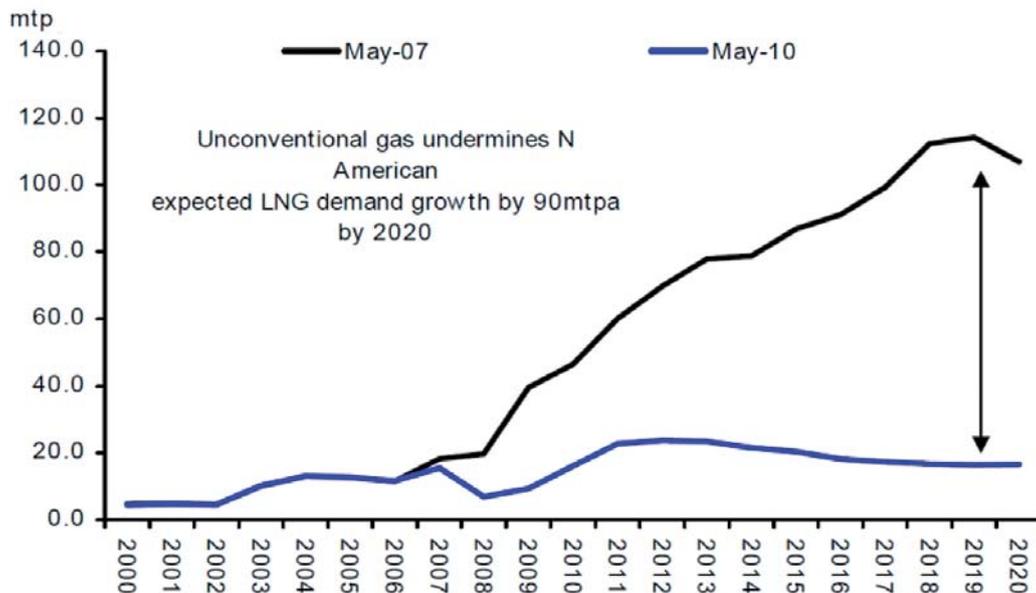


Figura 7. La demanda de GNL en los EE.UU. se revisa a la baja como consecuencia del impacto del gas no convencional

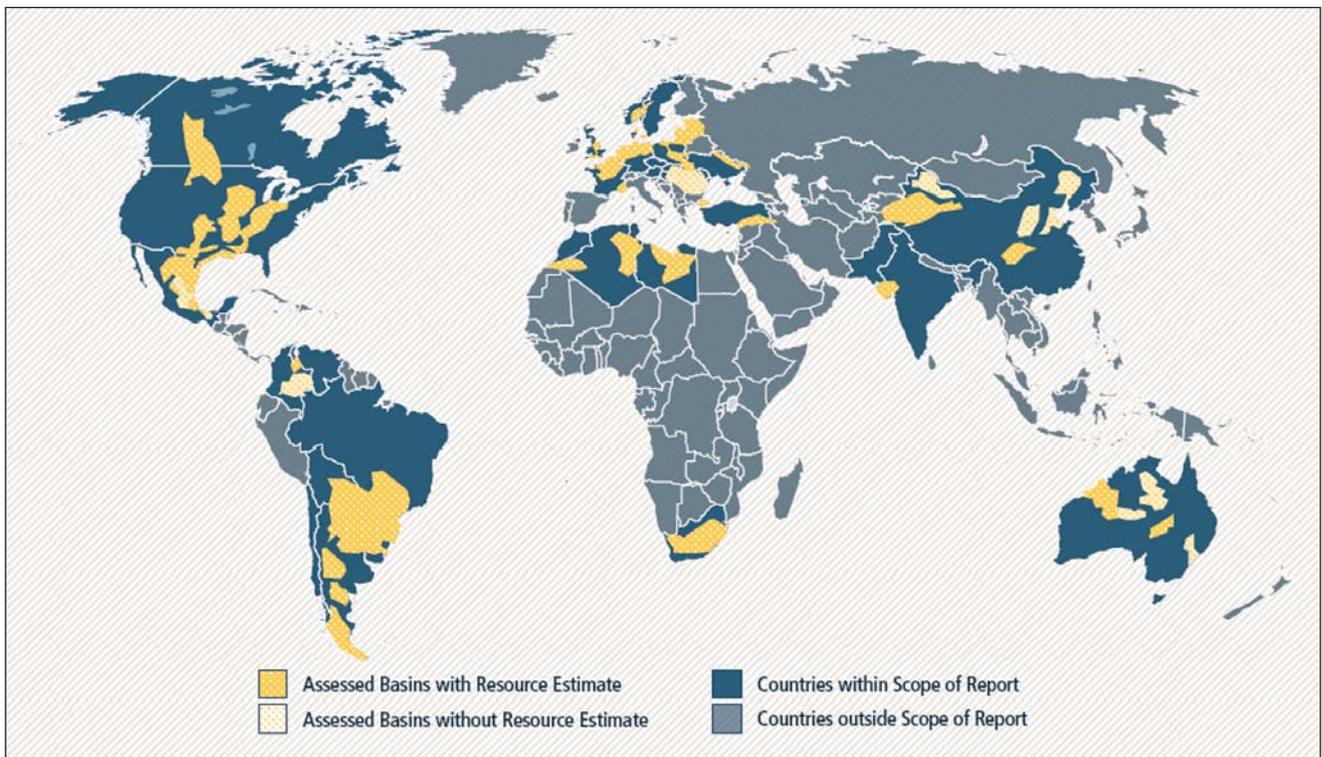


Fuente: Deutsche Bank.

Los países que dispongan de estas enormes cantidades de gas no convencional dispondrán de su amplio potencial, puesto que es un recurso varias veces superior en magnitud que el de las fuentes convencionales.

Los cálculos sobre la cantidad de recursos recuperables, están incrementándose a un ritmo acelerado a medida que los avances tecnológicos permiten extraer gas de recursos «no convencionales». Las reservas más productivas de gas de pizarras son relativamente llanas, densas y predecibles. Las formaciones son tan extensas que, una vez realizada la perforación, se espera que los pozos produzcan gas a un ritmo constante durante décadas. En general, se supone que la tasa de extracción en un pozo de «shale gas», es considerablemente menor que en el caso de la extracción convencional; sin embargo, una vez que se estabiliza el caudal de producción, de un pozo se puede extraer gas de manera continua durante 30 años o más (Frantz et al, 2005).

Figura 8. Mapa de cuencas potenciales de «shale gas»: en 32 países



Fuente: Kuhn y Umbach (2011).

Se calcula que los recursos recuperables de gas convencional ascienden a 404 trillones de metros cúbicos (tcm), mientras que los recursos de gas no convencional se estiman en más de 900 tcm, de acuerdo con el Servicio Geológico de Estados Unidos («US Geological Survey» - USGS, 2000) y el Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales de Alemania (BGR, 2009). De esos 900 tcm, se podrían llegar a recuperar al menos 380 tcm, y con ello, la suma total de recursos recuperables de gas convencional y no convencional asciende a prácticamente 800 tcm, el equivalente a aproximadamente 250 años de producción al ritmo actual (IEA, 2010). Además de en Estados Unidos, en la actualidad se considera que el mayor potencial de gas no convencional se encuentra en la región de la antigua Unión Soviética («former Soviet Union», CIS), Asia Central y China. Sin embargo, dada la carencia actual de información geológica suficiente y de datos fiables sobre exploraciones fuera de los Estados Unidos, es muy probable que las perspectivas de producción de gas no convencional sean inciertas durante al menos los próximos 2-5 años.

No obstante, algunos países han iniciado ya la exploración de gas de pizarras y de metano de capas de carbón (CBM). Países como China, India, Canadá, Australia (para la producción de CBM), y Europa (se han identificado yacimientos de «tight gas» en Polonia, Hungría y Alemania), (IEA, 2010).

En abril de 2011, la EIA («U.S Energy Information Administration») publicó un informe, previamente solicitado a consultores, en el que ofrecía una nueva evaluación de los recursos de «shale gas» en todo el mundo. Dicho informe analizó 48 cuencas de gas repartidas en 32 países que contenían alrededor de 70 formaciones de gas de pizarras. Sin embargo, excluyó a regiones potenciales como Rusia, Oriente Medio, el Sudeste Asiático y África Central, porque o bien cuentan con extensas reservas de gas convencional (es el caso de Rusia y Oriente Medio), o bien carecen de información suficiente como para llevar a cabo una primera valoración. Pese a que el informe constituye «una evaluación razonablemente cautelosa del recurso» en las cuencas analizadas, las conclusiones de la primera evaluación determinan que el cálculo aproximado del recurso de «shale gas» a nivel mundial suma otro 40% al total de recursos de gas técnicamente recuperables a nivel global, lo que representa un incremento de 16.000 a 22.600 trillones de pies cúbicos (Tcf⁵). El informe de la EIA concluye asimismo que, sorprendentemente, China posee activos técnicamente recuperables superiores a los de EE.UU., aproximadamente un 50% superiores. Aunque no se han incluido algunas regiones importantes, la evaluación del informe indica que los recursos mundiales de «shale gas» estimados, son considerablemente mayores (EIA, 2011) a aquellos calculados solamente en el anterior estudio dirigido por H-H. Rogner en 1997.

La Agencia internacional de la energía pronostica que la producción total de gas en China aumentará de 80 billones de metros cúbicos (Bcm⁶) en 2008 a 140 Bcm en 2020 y a 180 Bcm en 2035. Asimismo, prevé que el mayor incremento en «tight gas», CBM y «shale gas», se producirá en esos periodos. En noviembre de 2009, China suscribió un convenio de colaboración con Estados Unidos para el desarrollo de proyectos de «shale gas». La Administración Nacional de Energía de China («China's National Energy Administration»-NEA), actualmente está elaborando un borrador del plan nacional de promoción de gas de pizarras dirigido a la producción comercial tan pronto como sea posible, con el fin de en primer lugar, aumentar el consumo de energías más limpias, y en segundo lugar, reducir la dependencia del carbón. Shell está cooperando con PetroChina a este respecto, y en la actualidad está perforando 17 pozos, entre ellos, varios para extraer «tight gas» y gas de pizarras. BP también busca colaborar con Sinopec en proyectos conjuntos de desarrollo del gas de pizarras en China. El gobierno ha puesto en marcha en Beijing varios proyectos especiales de investigación orientados a la exploración de «shale gas» y al desarrollo de tecnologías, y tiene la intención de invertir 1 billón de dólares anuales durante los próximos cinco años en materia de desarrollo del gas de pizarras, siempre y cuando se obtengan buenos resultados de la perforación exploratoria en curso (Reuters, 2011).

El Ministerio de Ordenación del Territorio y Recursos de China, ha calculado que posee un total de reservas de gas no convencional de 15-30 tcm, a diferencia del cálculo más optimista de la EIA de 36 tcm. En junio de 2011, convocó el primer concurso para productores nacionales de gas, en la adquisición de los derechos de exploración sobre cuatro bloques de gas de pizarras. En vista de que el consumo nacional de gas ya ha alcanzado los 110 Bcm en 2010, la NEA planea doblar el porcentaje de gas natural de su mix energético del actual 4% al 8% a finales de 2015 (Wang, 2011).

Asimismo, China está prestando especial atención al metano en capas de carbón (CBM), debido a que las exigencias de inversión son menores, permite una mayor facilidad de acceso a través de medios tecnológicos, en comparación con la exploración y la producción de «shale gas» o de «tight gas», y además, requiere la participación de un mayor número de agentes. No obstante, si bien la capacidad de producción de CBM era solamente de 2,5 Bcm en 2009, los volúmenes de producción son incluso inferiores, de 0,7 Bcm. Los objetivos de producción de CBM eran de 5 Bcm a finales de 2010 y, en la actualidad, se esperan alcanzar los 30 Bcm en 2020 y los 50 Bcm en 2050. Los actuales costes de producción son del orden de un 50% superior a los costes del gas natural convencional (Yuanta Industry, 2010).

Solamente los recursos globales de CBM ascienden a entre 135,5 y 372,5 tcm (BGR, 2009). India también ha estimado 1,8 tcm de reservas recuperables de gas de pizarras y ha realizado su primera exploración en rocas de gas de pizarras al noreste de India el pasado enero, planeando dar paso a otras tres más en marzo de 2012. Sin embargo, los expertos consideran que el gas no convencional es una opción a largo plazo en lugar de una fuente de energía inmediata (Stefanini, 2011a). India, al igual que

⁵ «Trillion cubic feet» (en el Sistema Internacional de Unidades = 10¹² millones) = 28,3 Bcm.

⁶ Bcm = «Billion cubic meters» (En el Sistema Internacional de Unidades = 10⁹ millones).

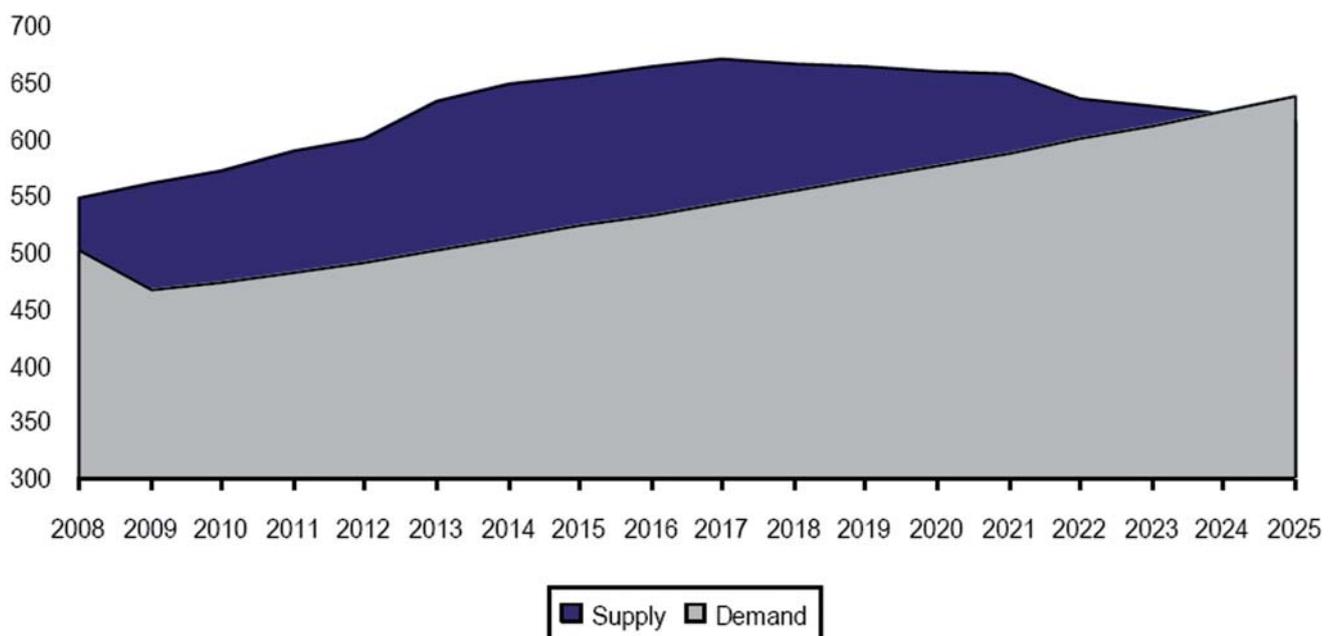
otros muchos países interesados en explotar sus recursos de gas no convencional, carece en la actualidad de un marco regulatorio en materia de exploración de gas no convencional (Stefanini, 2011b).

4. Implicaciones en la política exterior del gas no convencional

La expectativa creada en torno al «shale gas», además de plantear un cambio radical en la industria energética, genera un efecto dominó en el plano político e internacional. El gas no convencional se ha convertido en un reto muy importante con consecuencias geopolíticas globales que ha provocado una reacción en cadena. En Europa se están renegociando y revisando los precios del gas. Esto también ha provocado que, en 2010, un promedio del 15% del abastecimiento de Gazprom se desligara de la indexación al petróleo. Sin embargo, las consecuencias son aún mayores: el gas relativamente barato y abundante, añadiéndole la ventaja del carbono, hace que la energía nuclear y el carbón puedan ser relativamente más caros que lo asumido en la actualidad. De hecho, si el gas se convierte en el principal combustible de transición hasta 2030, favorecerá los esfuerzos en integrar las energías renovables para reducir las emisiones a menor coste, con el fin de mitigar los impactos del cambio climático (Helm, 2010).

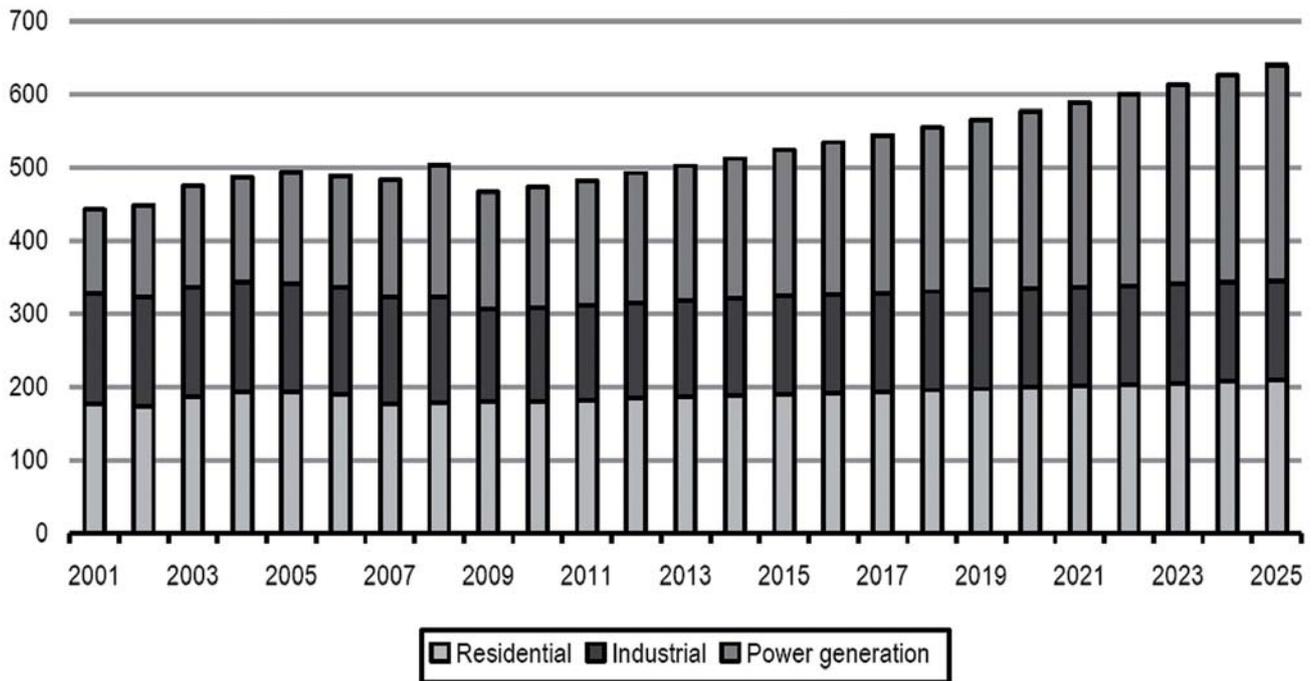
<i>El gas en Europa en 2010</i>	
—	Incertidumbre en la demanda de gas europea.
—	Previsión de excedentes (exceso de oferta) para el suministro de gas en Europa (ver figura 9).
—	Demanda del gas europea: prácticamente sin crecimiento, o en el mejor de los casos, con una subida del 0,5% (ver figura 10).
—	Se esperaba que las ventas en Europa del gas «spot» alcanzaran un 20% de la cuota de mercado. Se preveía un desacoplamiento persistente entre los precios del gas y el petróleo, lo que induce la renegociación de los contratos «take-or-pay» (ver figura 11).
—	La flexibilidad es la clave del éxito: arbitraje vinculado a mercado «spot» aguas arriba, «upstream» (Ej. caso del GNL), y mercado de venta de gas indexado a los precios del petróleo aguas abajo, en el «downstream».

Figura 9. Suministro y demanda de gas en Europa (Bcm)



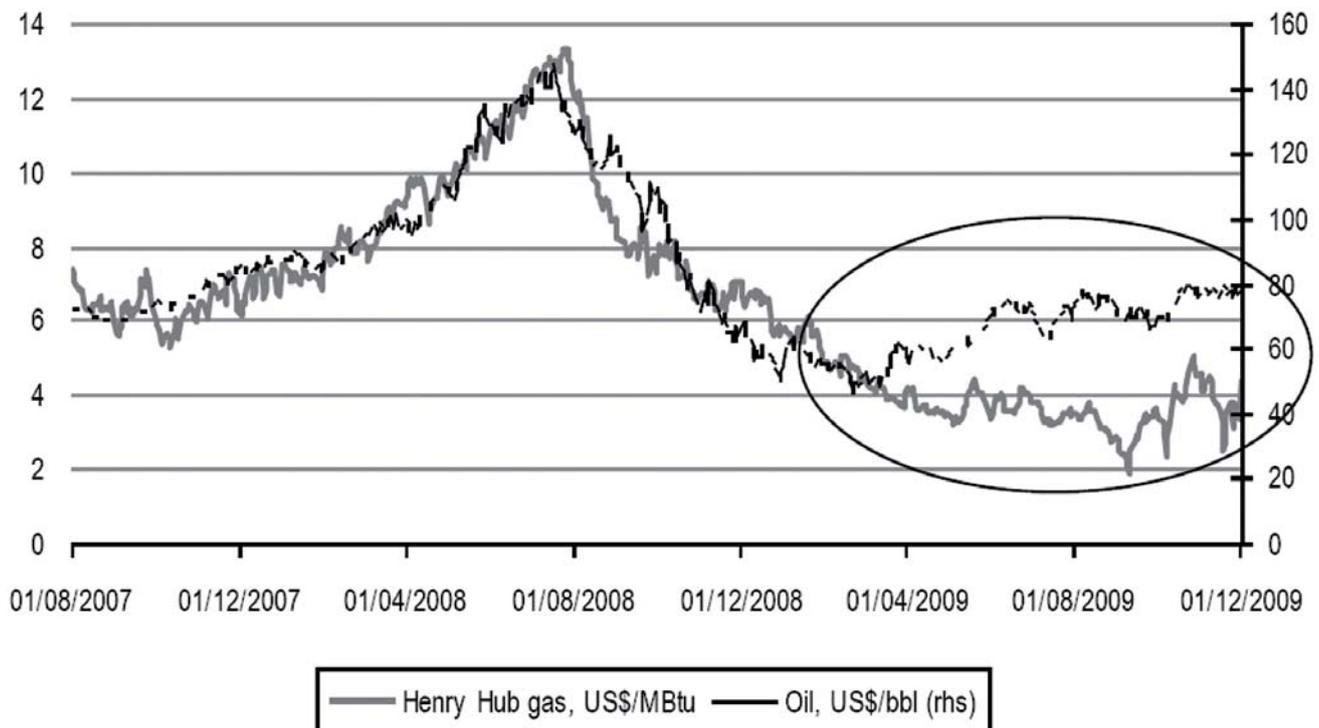
Fuente: BP Statistical Review of World Energy, BLOOMBERG PROFESSIONAL™ service, Credit Suisse estimates.

Figura 10. Previsión de demanda europea (menor que la del IEA)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, BLOOMBERG PROFESSIONAL™ service, Credit Suisse estimates.

Figura 11. Desacople entre los precios de gas y el petróleo



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, BLOOMBERG PROFESSIONAL™ service, Credit Suisse estimates.

El gas no convencional, ha ayudado a reequilibrar un mercado de vendedores a favor de un mercado de compradores, en contraste con el mercado mundial de petróleo. En la actualidad, el gas no convencional es la «nueva opción política» de los países europeos, permitiendo en mayor medida a los compradores, renegociar los altos precios del gas ruso indexado al petróleo que se incluyen en los contratos a largo plazo.

Por lo tanto, el gas no convencional, incluso sin producción en Europa, establece un cierto límite en los elevados precios del gas ruso, dado que podría ser una fuente potencial de diversificación, especialmente si los precios del gas ruso superan el punto de equilibrio con el gas no convencional europeo. Todo ello tiene el potencial de hacer que el desarrollo del gas no convencional sea económicamente viable y políticamente atractivo. El gas no convencional, y el gas de pizarras en particular, son ya una herramienta de negociación para Europa en un mercado de gas cambiante, lo que mejora la seguridad de suministro energético de la región, diversificando las fuentes de energía y permitiendo priorizar el recurso propio. Así mismo, se calcula que la huella de carbono del «shale gas» europeo es un 30% inferior al del gas procedente de Rusia vía gasoducto (House of Commons, 2011).

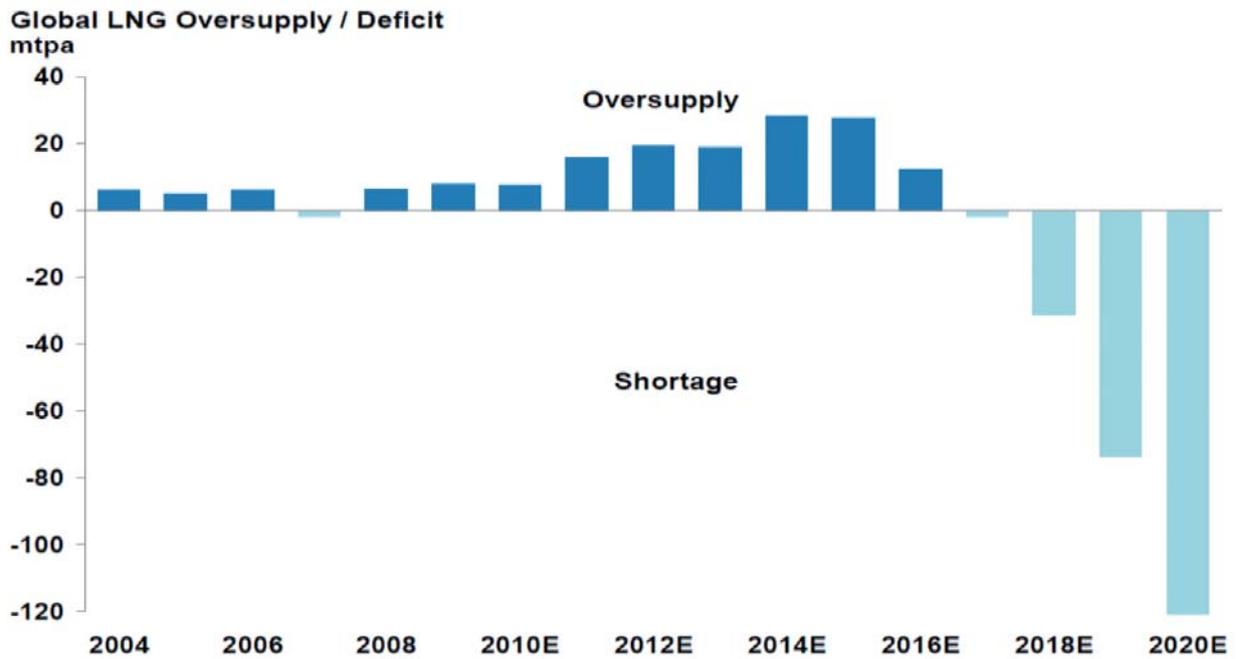
La creciente independencia del mercado energético de Estados Unidos —como consecuencia de la producción de gas no convencional y de los líquidos del gas natural («gas to liquids»)— genera otro importante efecto económico en la competitividad mundial. El «gap» entre los mercados de petróleo y gas de Norteamérica y Europa, acentúa las diferencias competitivas entre ambos continentes. Esta situación se ha visto reflejada en los recientes disturbios de Oriente Medio y el Norte de África («Middle East and North Africa»-MENA), que provocaron mayores consecuencias para el mercado de petróleo y gas de Europa en comparación con lo que afectó a la situación estadounidense.

Gracias a la producción de gas no convencional, Estados Unidos es ahora prácticamente autosuficiente, por lo que se ve cada vez menos afectado por la volatilidad del mercado mundial (Weiermars, 2011). Como las dinámicas de precios se desacoplan influidas por los desarrollos del gas no convencional, tienden a inclinarse hacia el mercado de gas natural licuado (GNL). Dadas las posibles exportaciones futuras de gas no convencional en forma de GNL a Europa y Asia, los precios de gas establecidos hasta la fecha podrían estar más conectados, ser más transparentes y, finalmente, conducir a un mercado mundial de gas realmente conectado, similar al mercado de petróleo, del cual todos los consumidores de gas se beneficiarían. Un mercado mundial de gas, está en consonancia con la política exterior y los intereses de los aliados transatlánticos de los EE.UU. (Deutch, 2011).

Gas Natural Licuado - GNL

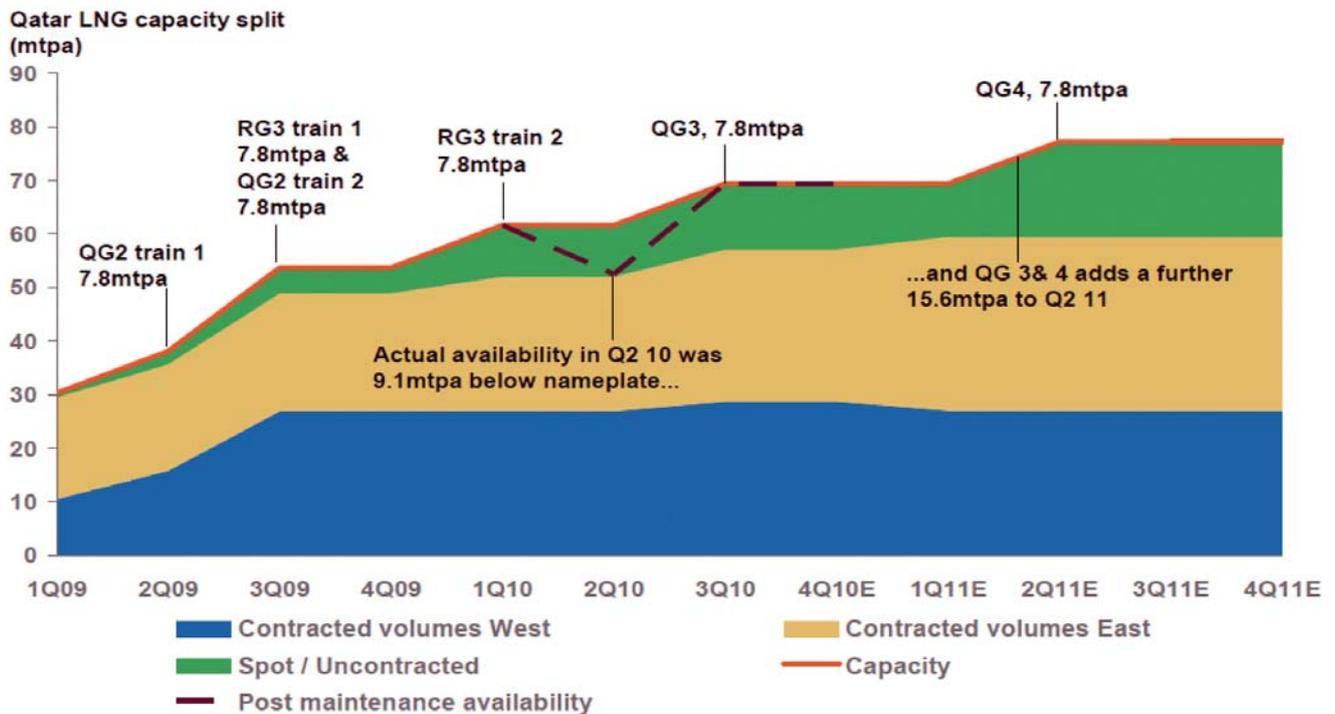
- La producción de gas no convencional de EE.UU. favorece la disponibilidad de gas a nivel mundial.
- Las exportaciones de GNL de los EE.UU. aumentarían la presión de los precios en el mercado atlántico.
- Dado el crecimiento de la capacidad de licuefacción de GNL (ver figura 12) orientada al mercado estadounidense, el desvío a otros lugares exacerba el exceso de oferta de gas mundial.
- El exceso de oferta de gas motiva la renegociación de los precios (ver figura 13).
- El GNL aumenta los flujos globales de gas, así como la dinámica de los mercados y la diversificación de gas a escala mundial.
- El GNL ayuda a establecer una referencia del precio global del gas natural (HH).
- Sin embargo, la fijación de precios del gas tiene un componente fundamentalmente político y no económico.

Figura 12. GNL. Previsión de exceso y déficit de capacidad



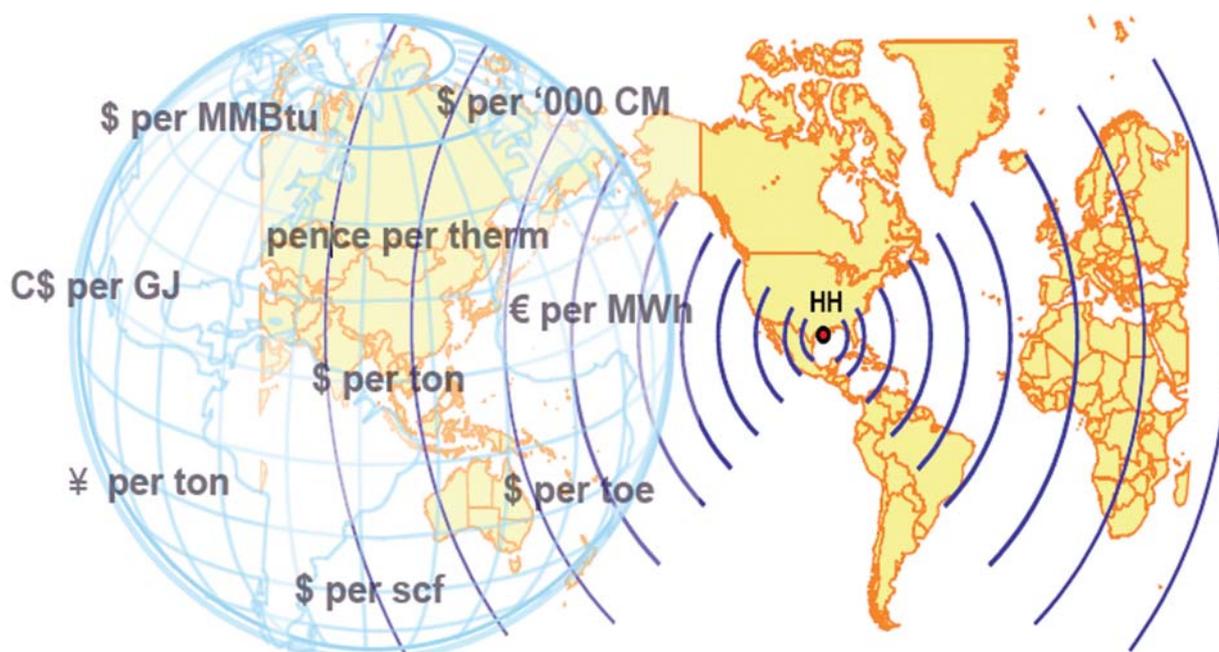
Fuente: Morgan Stanley Research (E = Estimado).

Figura 13. Capacidad de Suministro de GNL existente o en construcción (mtpa).
Capacidad de GNL de Qatar: lo peor está por llegar



Fuente: Morgan Stanley Research (E = Estimado).

Figura 14. El GNL ayuda a establecer un precio de referencia para el gas natural a nivel mundial



Si consideramos la situación desde una perspectiva estratégica, el gas no convencional en Europa cumple los tres objetivos principales de la «triada energética» o el «trilema energético».

- Seguridad de suministro energético: como recurso energético de producción en el propio país, el gas no convencional proporciona una mayor seguridad energética en el ámbito nacional y en toda la UE, puesto que diversifica el mix energético nacional y europeo, y reduce las importaciones de gas de productores inestables o políticamente problemáticos. De hecho, incluso en el caso de que Europa no produjese gas no convencional, dado que se prevé una mayor producción fuera de las fronteras europeas, el gas no convencional, ofrece mayores posibilidades de importación de GNL futuras hacia la UE, y por consiguiente, también contribuiría a la seguridad energética de Europa.
- Competitividad económica: la situación actual implica que los costes de suministro unitario, probablemente serán más elevados en Europa que en Estados Unidos, pero también considerablemente inferiores que el futuro gas de gasoducto de Rusia proveniente de nuevos y caros yacimientos de gas en el extremo norte (como la península de Yamal), o incluso del mar de Barents o el Ártico, que serán más caros y basados en contratos a largo plazo con mecanismos inflexibles de adaptación del precio y cláusulas a terceros sumamente problemáticas. Asimismo, con los continuos avances en las tecnologías de fracturación hidráulica en los próximos años, los costes de producción en Europa también disminuirán, si tenemos en cuenta toda la experiencia adquirida sobre los nuevos recursos energéticos y las tecnologías de perforación.
- Protección medioambiental y del clima: dadas las conclusiones de los nuevos estudios medioambientales (en contraposición a los mitos populistas sobre el medio ambiente y la opinión pública desinformada), el gas de pizarras (como el gas convencional), produce menores emisiones de CO₂ que el carbón. Asimismo, la huella de carbono del gas no convencional producido en el propio país, es también aproximadamente un 30% inferior en comparación con la del gas de gasoducto proveniente de largas distancias desde Rusia, si se tienen en cuenta las emisiones a lo largo de todo el ciclo de vida. Negar el gas de pizarras de la región, supondría un aumento de las importaciones de gas de gasoducto y de gas natural licuado, lo que no incrementaría la seguridad de suministro energético, ni contribuiría demasiado a los esfuerzos por mitigar el cambio climático. Además, el gas no convencional de producción propia, es tecnológicamente y medioambiental-

mente menos peligroso que la creciente práctica de perforación «off shore» en aguas profundas de los recursos de gas convencional o incluso en yacimientos medio ambientalmente más sensibles del Ártico o regiones antárticas.

No obstante, la explotación de gas no convencional aún se encuentra en un estado incipiente, por lo que es preciso continuar el desarrollo en esta materia. Los gobiernos europeos no deberían centrarse en los mitos y la desinformación, así como en las consideraciones sin visión de futuro, sino que deberían adoptar una perspectiva estratégica a largo plazo, tras evaluar y reconocer todo el potencial de los impactos geoeconómicos y geopolíticos mundiales en su propia seguridad energética, y los innumerables beneficios para su competitividad económica.

Tal y como se ha ilustrado, el gas no convencional es un activo político. Es un importante combustible nacional (similar a las energías renovables) y como tal, favorece la seguridad de suministro energético y reduce la dependencia de las importaciones, mientras que, así mismo, contribuye al cumplimiento de las agendas políticas y contribuye al desarrollo regional y local.

El gas no convencional, tiene la capacidad de modificar en el medio plazo la estructura de la industria. Además, el exceso de oferta del gas, ayuda en el proceso de liberalización del mercado europeo, y en consecuencia, tiene grandes repercusiones para los proveedores de gas convencional —como Rusia— y también para la Unión Europea.

Independientemente de cuáles sean las perspectivas concretas sobre el desarrollo del gas no convencional en Europa, e independientemente de si el gas no convencional resultará o no asequible y sostenible a medio y largo plazo en Europa, el «shale gas» ya ha modificado el mercado europeo, incluso antes de que se haya perforado un solo pozo, o se haya extraído una sola molécula de gas no convencional de las cuencas europeas.

5. Bibliografía

- BGR (2009). «*Reserves, Resources and Availability of Energy Resources*» (Hannover: German Federal Institute for Geosciences and Natural Resources, 2009).
- BNK PETROLEUM (2011). «*BNK Petroleum Corporate Presentation*». Disponible en: http://ddata.over-blog.com/xxxxyy/4/72/27/39/Breves-du-10-septembre-2011/LECERCLEDEGINDOU/Current_Presentation-BNK-petroleum.pdf
- CLEVELAND, C.J. (2004). «*Encyclopedia of Energy*», in *Encyclopedia of Energy* (ed. Robert AYRES et al.), 1. Boston Elsevier Academic Press.
- DEUTCH, J. (2011). «*The Good News about Gas: The Natural Gas Revolution and Its Consequences*», *Foreign Affairs* 90, 2011, p. 82.
- EIA-US. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2009). «*Shale Gas Plays, Lower 48 States*». Disponible en: http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/shaleusa2.pdf
- EIA-US. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2011). «*World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*». Washington D.C.: U.S. Department of Energy, abril de 2011.
- EUROPEAN ENERGY REVIEW (2011a). «*Switching from Coal To Natural Gas Would Do Little for Global Climate, Study Indicates*».
- EUROPEAN ENERGY REVIEW (2011b). «*Five Things to Know About the Cornell Shale Study*», 27 de abril de 2011. Texto original en: *Energy in Depth*.
- FORBES, A. (2009). «*The Great Potential of Unconventional*», *European Energy Review*, 9 de diciembre de 2009.
- FRANTZ, J.H.; JOCHEN, V. (2005). «*When Your Gas Reservoir Is Unconventional, So Is Our Solution: Shale Gas*», Schlumberger, octubre de 2005.
- HEFNER, R.A. (2007). «*The Age of Energy Gases, in the Importance of Natural Gas in Energy Policy*». Oklahoma City: The GHK Company.
- HEFNER, R.A. III (2007). «*The Age of Energy Gases: The Importance of Natural Gas in Energy Policy*»; Ponencia y publicación de Robert A. Hefner III en la conferencia en el Instituto Aspen («Aspen Strategy Group's conference»): «The Global Politics of Energy», Aspen, Colorado, agosto de 2007. Disponible en: <http://www.ghkco.com/downloads/ASG-ImportanceofNaturalGasinEnergyPolicy08.07.doc>

- HELM, D. (2010). «*The Coming of Shale Gas: the Implications for Oil and Energy*⁷». Disponible en: <http://www.terrafirma.com/an-alternative-perspective-article/items/The-coming-of-shale-gas-the-implications-for-oil-and-energy.html>
- HOGATH, R.W.; SANTORO, R.; INGRAFFEA, A. (2011). «*Methane and the Greenhouse-Gas Footprint of Natural Gas from Shale Formations, Climate Change*⁸». (Springerlink.com), 12 de abril de 2011.
- HOUSE OF COMMONS (2011). *Shale Gas*. London: Energy and Climate Change Committee, 2011, ch. 6, point 154.
- IEA-INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2010). «*World Energy Outlook 2010*», Paris.
- JIANG, M. (2011). «*Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Marcellus Shale Gas*», *Environmental Research Letters*, 6. Julio-septiembre de 2011.
- KUHN, M.; UMBACH, F. (2011). «*Strategic Perspectives of Unconventional Gas: A Game Changer with Implications for the EU's Energy Security*». *A EUCERS Strategy Paper*, vol. 01, N. 01, mayo de 2011. EUCERS/King's College, Londres 2011. Disponible en: http://www.eucers.eu/wp-content/uploads/EUCERS_Strategy_Paper_1_Strategic_Perspectives_of_Unconventional_Gas.pdf
- MARCHETTI, C.; NAKICENOVIC, N. et al. (1980). «*The Dynamics of Energy Systems and the Logistic Substitution Model*». Laxenburg, Austria: International Institute for Applied Systems Analysis.
- MONTGOMERY, S.L. (2010). «*The Powers That Be: Global Energy for the Twenty-First Century and Beyond*», 23-24. Chicago; London: University of Chicago Press, 2010.
- REUTERS (2011). «*China Energy Authority Drafting Shale Gas Development Plan: NDRC*». 28 de marzo de 2011.
- ROGNER, H.H. (1997). «*An Assessment of World Hydrocarbon Resources*». *Annual Review of Energy and the Environment* 22, 1997, pp. 217-262.
- STAPLE, G.C.; SWISHER, J.N. (2011). «*The Climate Impact of Natural Gas and Coal-Fired Electricity: A Review of Fuel Chain Emissions Based on Updated EPA National Inventory Data*». American Clean Skies Foundation (www.cleanskies.org), 19 de abril de 2011.
- STEFANINI, S. (2011a). «*India's Shale Gas Potential Raises Excitement, but Gas Is Still a Long Way Away*», 13 de septiembre, 2011.
- STEFANINI, S. (2011b). «*India Needs Regulations for Successful Unconventional Gas E&P*», 15 de septiembre de 2011. Disponible en: <http://interfaxenergy.com/natural-gas-news-analysis/south-asia/india-needs-regulations-for-successful-unconventional-gas-ep-2/>.
- UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY (2000), «*World Petroleum Assessment*», Boulder, Colorado.
- WANG, V. (2011). «*Shale Gas to Play a More Prominent Role in China's Energy Mix*», *Interfaxenergy.com*, 14 de septiembre de 2011.
- WEIERMARS, R. (2011). «*Transatlantic Energy Prices Show Need for Realignment*», *Oil & Gas Journal* 2011.
- WOOD, R.; GILBERT, P. et al. (2011). «*Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts*». Informe llevado a cabo por los investigadores del Centro Tyndall, Universidad de Manchester, 2011.
- YUANTA-INDUSTRY (2010). «*China Gas Sector. Key Takeaways from the Asia-Pacific Unconventional Gas Summit*». Actualizado a 1 de abril de 2010.

⁷ El artículo de Dieter Helm: «The Coming of Shale Gas: the Implications for Oil and Energy», contraviene el informe del Centro Tyndall, que se posiciona en contra del gas de pizarras en particular como combustible de transición y subraya los riesgos potenciales para la salud humana y el medio ambiente.

⁸ El estudio de Hogath sostiene comentarios críticos sobre el estudio Tyndall de otros expertos en medioambiente y nuevos proyectos de investigación.

Clausura

Clausura de la jornada

D. Ignacio M.^a Echeberria

Presidente de Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad

Jaun andreok, señoras y señores, quisiera empezar agradeciendo al Comité Español del Consejo Mundial de la Energía, y en especial a su presidente D. Arturo Gonzalo Aizpiri que nos acompaña, la organización junto con el Instituto Vasco de Competitividad, Orkestra, de la jornada sobre gas no convencional: «shale gas» que se ha desarrollado en la Universidad de Deusto en Bilbao. Esperamos que ésta sea la primera etapa de un interesante y largo camino que Orkestra y el Comité Español del Consejo Mundial de la Energía recorrerán juntos.

Asimismo, agradecer en mi nombre y en el de todo el Instituto, el apoyo una vez más, de D. Xabier Garmendia, viceconsejero de Industria y Energía del Gobierno Vasco, que ha querido honrarnos con su presencia. Agradezco también la asistencia del viceconsejero de Innovación y Tecnología del Gobierno Vasco, D. Juan Goicolea.

Deseo asimismo, mostrar nuestro agradecimiento a los expertos que han participado en la jornada, D. Ashutosh Shastri, D. Juan Cruz Vicuña, D. Luis Ortega Dona, D. Fernando Pendas, y D. Maximilian Kuhn. Sus exposiciones y opiniones han servido para aportar conocimiento sobre un tema que está despertando gran interés en el sector energético.

Dar las gracias también a los asistentes a esta interesante jornada. Esperamos que en el futuro puedan seguir las actividades e investigaciones que desarrollamos desde Orkestra en general, y desde la Cátedra de Energía en particular.

Finalmente, recalcar que estas actuaciones del Instituto no serían posibles sin el apoyo de nuestros Patronos: Gobierno Vasco, SPRI, Diputación Foral de Gipuzkoa, The Boston Consulting Group, Ente Vasco de la Energía, Euskaltel, Gamesa, Iberdrola, Kutxa, y Petronor.

D. Arturo Gonzalo Aizpiri

Presidente del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía (CECME)

Director de Relaciones Institucionales y Responsabilidad Corporativa de Repsol

La jornada sobre gas no convencional, ha resultado ser una sesión esclarecedora, que ha marcado las expectativas y los desafíos del desarrollo del «shale gas» y el papel que va a jugar en el escenario energético global.

Toda política energética busca atender simultáneamente tres grados pilares: el de la seguridad de suministro, el de la competitividad y el de la sostenibilidad.

Tras esta jornada, y en primer lugar, no cabe duda de que el gas tiene un gran impacto en la seguridad de suministro a nivel mundial. Viéndolo con perspectiva europea, aún están recientes las grandes crisis de gas en Europa Oriental respecto del gas ruso, y la posibilidad de que surja una oferta importante de gas en Europa Central y Oriental va a cambiar por completo el mapa estratégico energético en Europa.

Igualmente, están sobre la mesa grandes proyectos de infraestructuras, como por ejemplo el «South Stream» o el Nabucco, para traer gas del Caspio y de Asia Central a Europa, en los que habrá que incorporar la influencia de los desarrollos que puede tener el «shale gas» en los próximos años.

En segundo lugar, con respecto a la competitividad, se pone de manifiesto, cómo el «shale gas» puede reducir significativamente el precio de gas en distintos mercados; como ya lo ha hecho en Estados Unidos. En términos de competitividad, cabe incidir en lo siguiente: ¿Cómo es posible que el gas en Estados Unidos cueste 4 o 5 dólares por millón de BTU, en Europa 8 y en Japón 9? ¿Cómo es posible que haya que pagar la energía al doble de precio aquí que allí? Este es un factor esencial de competitividad, y el desarrollo del «shale gas» debe incidir en reducir ese «gap» en los próximos años, más allá de los problemas de sobrecapacidad que puedan ir presentándose.

La tercera cuestión es la sostenibilidad. Hemos visto que aún hay importantes desafíos a los que hacer frente en términos de consumo de agua, de huella de CO₂, de uso de aditivos, de ocupación de suelo, de apertura de vías de acceso, etc., y es justamente en lo que toca trabajar ahora. Hemos conocido la visión de los tecnólogos sobre esta materia. Desde mi perspectiva, les puedo asegurar que la industria va muy rápido, que la escala de las inversiones en I+D en desarrollo tecnológico es colosal, solo Repsol, dedica al año mil millones de euros a perforar pozos, y somos una empresa de tipo medio, en el contexto petrolero internacional. De modo que estoy seguro de que esos desafíos van a ir encontrando respuestas adecuadas en los próximos años, con una industria que tiene que actuar de un modo transparente y responsable.

Tengo el convencimiento de que la apuesta por el «shale gas», es una apuesta de éxito y de futuro, lo es para la industria y con seguridad lo será también para las administraciones públicas que decidan apoyar de un modo responsable y transparente esta opción.

D. Xabier Garmendia

Viceconsejero de Industria y Energía del Gobierno Vasco

En primer lugar, quisiera agradecer a los ponentes su participación en esta jornada. Creo que las exposiciones han sido muy ricas en contenido, han dado una visión panorámica y nos han ilustrado mucho a todos sobre las posibilidades de este nuevo recurso energético que ha emergido con una gran fuerza en los últimos años en Estados Unidos.

Quisiera agradecer también al Instituto Vasco de Competitividad-Orkestra, la organización de esta jornada, así como la colaboración del World Energy Council en su capítulo español. También deseo mostrar un especial agradecimiento a la Cátedra de Energía de Orkestra por su contribución a la organización de esta jornada, así como de otros seminarios, y a la realización de estudios e investigaciones relacionados con la energía con un enfoque cercano a la realidad. Muchas veces se le atribuye a la Universidad el estar alejada de los problemas reales, y esta jornada pone de manifiesto que es posible tener una Universidad cercana, que aporte valor inmediato a la sociedad, y en ese sentido, cabe felicitar a Orkestra y a la Cátedra de Energía por el trabajo realizado.

Centrándonos en el tema del gas natural, para las administraciones vascas, la política sobre el gas es un «viejo conocido». Suelo decir que la política energética en Euskadi ha gozado de un gran consenso explícito e implícito a lo largo de los años, ya que, desde la instauración del autogobierno a principios de los años ochenta, ha habido una continuidad en la política energética, y básicamente, ha gozado de un extraordinario consenso en su elaboración, ejecución y gestión, por parte de las administraciones públicas vascas.

Por parte del Gobierno Vasco, la participación en la política energética, lo ha sido con distintos tipos de gobierno — desde monocolors a gobiernos de coalición— y en la dirección, han intervenido distintos responsables, así como en la planificación, en la definición de la estrategia, y en la puesta en marcha de las políticas de gestión. Por lo tanto, creo que tanto desde el Gobierno como desde el Parlamento, todos somos y nos sentimos, de alguna manera, responsables de la política energética.

Como digo, el gas es un viejo conocido de la administración vasca. Ya desde principios de los años ochenta, se hizo una especial labor para analizar cuáles eran nuestras debilidades desde el punto de vista del mix energético y de los consumos energéticos que estábamos realizando en el País Vasco. Vimos que éramos ineficientes desde el punto de vista del consumo energético, y realizamos un importantísimo esfuerzo en materia de ahorro y de eficiencia, que fue combinado además con una preocupación constante por la diversificación y el aseguramiento del suministro como un gran eje estratégico de la política energética del país.

Como parte de esa estrategia, la política sobre el gas natural fue tomando cuerpo en distintas realidades que hoy todos conocemos. A principios de los años ochenta, el consumo de gas natural en el País Vasco era próximo a cero, no nos representaba prácticamente ni en términos de energía primaria ni de consumo de energía final. Hoy por el contrario, es la principal fuente de energía, representando el 42% de la demanda energética vasca. Esto ha favorecido que la participación del petróleo y sus derivados en el mix energético, haya disminuido prácticamente 30 o 35 puntos en 30 años, lo cual, bajo mi punto de vista, es una buena noticia, porque ha introducido estabilidad, seguridad energética y diversificación de aprovisionamientos, con lo que, por lo tanto, creo que hemos caminado en la buena dirección.

Junto a ello, se han hecho cosas importantes en materia de infraestructuras, no solo de comercialización y de distribución, sino también de almacenamiento y transporte. Estamos en este momento, en fase de darle un impulso adicional a la política del gas dentro de la Estrategia Energética 3E2020. Concretamente, una de las líneas estratégicas de la nueva Estrategia Energética 3E2020, es precisamente consolidar el sistema de abastecimiento y la competitividad del gas natural, por varios factores.

En primer lugar, el gas natural, tiene, ha tenido, y seguramente tendrá, tal y como se ha explicado en esta jornada, un papel importante, y va a seguir teniendo un comportamiento de precios mejor en relación a otros combustibles.

Al mismo tiempo, el gas natural proporciona una mayor diversificación en los suministros de importaciones, gracias al comercio y a la presencia del gas natural licuado. En el trabajo presentado por Maxi-

milian Kuhn, se ha visto cuáles eran los distintos frentes y fronteras en el este y el sur de Europa como fuentes de abastecimiento diversificadas, y la gran profundidad estratégica que le daba al suministro de gas europeo todo el sistema gasista español, con su red de recepción de gas natural licuado, de almacenamiento de gas natural licuado y de plantas de regasificación. En este sentido, desde el País Vasco hemos aportado nuestro «grano de arena» con proyectos emblemáticos que están funcionando realmente bien, como es, Bahía de Bizkaia Gas, que proporciona una seguridad de suministro y una diversificación en la procedencia del gas extraordinarias, desde Trinidad y Tobago hasta Qatar, pasando por distintas fuentes de suministro, y garantizando que la diversidad no será un objetivo etéreo, sino que se plasma en la práctica.

Además, y en comparación con el resto de energías fósiles, el gas natural es el más limpio de las energías fósiles con las que hemos venido satisfaciendo nuestras necesidades energéticas. Es más limpio que el carbón, puesto que tiene una emisión de CO₂ por generación de energía unitaria específica del orden de un tercio; Es decir, que por cada kWh que generamos y por cada unidad de energía real que consumimos como energía final, emitimos un tercio del CO₂ si utilizamos gas respecto a la utilización de carbón.

Así pues, el gas natural, es un «viejo conocido» y lo va a seguir siendo, mediante su impulso a través de distintas acciones. Por supuesto, apoyando y profundizando en las políticas que ya se han realizado hasta el momento, pero también con nuevas políticas, entre otras, el apoyo a la creación de un mercado organizado de gas natural que estamos llevando a cabo en colaboración con la BBK, Enagás y el Ente Vasco de la Energía, mediante la constitución de una sociedad que sea el embrión de lo que perseguimos que sea el gran «Hub de gas» del suroeste europeo.

Por otra parte, vamos a seguir potenciando la explotación y exploración de yacimientos de gas natural que históricamente ha venido realizando la Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi, dependiente del Ente Vasco de la Energía, y lo vamos a seguir apoyando, con más intensidad si cabe durante los próximos años, en el marco de las disponibilidades presupuestarias. Hay que tener en cuenta que nos encontramos en momentos en los que debemos sopesar y alcanzar los equilibrios necesarios entre las necesidades de apoyo y los objetivos estratégicos de nuestros recursos energéticos.

Centrándonos más en el tema de la jornada, contamos con el gas natural no convencional. Como ya se ha anunciado en algunas ocasiones, el Gobierno, dentro de su política industrial, viene apoyando tres grandes estrategias: la Estrategia Resiste, que está permitiendo que nuestras empresas tengan un comportamiento quizá mejor que en otras zonas de España, e incluso de Europa, en relación al tránsito por esta crisis tan importante, que se conoce ya como «la gran recesión»; la Estrategia Compite, que consiste en seguir apoyando la competitividad de estas empresas; y, en tercer lugar, la tercera gran estrategia es la Estrategia Lidera, es decir, el apoyo a proyectos estratégicos, que permitan desarrollar nuestras capacidades en todos los terrenos, desde un punto de vista estratégico de país, pero también desde un punto de vista de desarrollo tecnológico e industrial de nuestro tejido productivo. En este sentido, el gas natural no convencional es una de las estrategias Lidera que apoya el Gobierno.

En este ámbito tenemos algunos permisos, en concreto, uno de ellos es la cuenca Gran Enara, que se ubica dentro de la cuenca vasco-cantábrica, con potencial y con posibilidades por su estructura geológica, de existencia de gas no convencional en nuestro territorio. Contamos con una experiencia histórica en este campo, puesto que la presencia de gas natural en esta cuenca vasco-cantábrica, está probada tras la perforación a lo largo de la historia en esta área de 14 pozos, de los cuales, en 13, ha habido presencia significativa de gas.

Esto significa que es necesario seguir avanzando y profundizando desde el punto de vista técnico, económico y medioambiental, en la viabilidad de la explotación de este recurso en nuestro suelo, en nuestro país. La cuenca Gran Enara, es una cuenca relativamente importante para lo que son nuestras dimensiones, tendría unos 1.400 km², y el Gobierno, a través del Ente Vasco de la Energía, está actuando en colaboración con otras empresas en el sondeo de yacimientos.

Por lo tanto, podemos afirmar que el gas no convencional forma parte de nuestras preocupaciones, que existen indicios más que razonables de la posible existencia de gas natural no convencional entre

nosotros, que no tenemos evaluado cuál es el potencial de ese recurso, ni tan siquiera si es viable su explotación técnica, económica y medioambiental, y que en cualquier caso, haremos todo lo posible para poner las bases para su eventual explotación en el futuro.

Finalmente, me gustaría añadir que desde el punto de vista del papel de la administración, daremos pasos para lograr que la estabilidad de las políticas y de las regulaciones, hagan posible la explotación del gas natural no convencional, de manera que pueda ser una realidad en el futuro no solo en el País Vasco, sino en España. Deseo finalizar reiterando mi felicitación a los ponentes, a los organizadores y al CECME.

Instituciones

Instituciones

Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad

Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad, es un centro para el análisis y debate sobre competitividad territorial nacido en el año 2006 en el seno de la Fundación Deusto, Universidad de Deusto, como resultado de la convergencia entre diferentes iniciativas estratégicas, privadas y públicas.

Mediante una investigación de excelencia, programas de instrucción especializados, y la permanente interacción con los agentes económicos —administraciones locales, regionales y nacionales, la Unión Europea, empresas, centros tecnológicos, organizaciones empresariales, asociaciones clúster, etc.—, Orkestra busca fortalecer la competitividad tanto de la economía como de la sociedad vasca, insertas ambas en dinámicas que van más allá de los límites administrativos de la Comunidad Autónoma, teniendo siempre en cuenta la necesidad de promover un desarrollo sostenible.

Los principales objetivos de Orkestra son:

- Analizar la competitividad de la economía y la sociedad vasca en el marco cambiante de las relaciones económicas globales.
- Reflexionar sobre las sendas apropiadas para la mejora de la competitividad y el bienestar de los ciudadanos.
- Evaluar el impacto de las políticas, los instrumentos —públicos y privados— y las herramientas aplicadas para la mejora de la competitividad.
- Construir y proponer, con los actores socioeconómicos, estrategias competitivas apropiadas.

En Orkestra participan de manera activa una serie de Administraciones Públicas y empresas que colaboran de manera fundamental en su desarrollo: Sociedad para la Promoción y Reconversión Industrial, (SPRI)-Gobierno Vasco (GV); Diputación Foral de Gipuzkoa; Euskaltel, S.A.; Kutxa; Repsol-Petronor.

Para más información: www.orkestra.deusto.es

Cátedra de Energía de Orkestra

La Cátedra de Energía constituye un área de conocimiento de Orkestra orientada a reflexionar y a aportar elementos al debate sobre el logro de una energía eficiente, medioambientalmente sostenible, y que contribuya a la competitividad.

La dinámica de trabajo sigue la filosofía de «las tres íes» de Orkestra: Investigación, Interacción e Instrucción.

Las líneas básicas de investigación, en las que la Cátedra centra su actividad actualmente, son:

- Energía: Economía y Mercados.
- Energía e Industria: Competitividad y Desarrollo Industrial.

Cabe destacar las publicaciones «Los retos del sector energético» y «Hacia una economía baja en carbono: Experiencias internacionales», que recogen el resultado de los trabajos que se desarrollan en el marco de las líneas de investigación de la Cátedra de Energía.

Entre las actuaciones en el ámbito de la interacción, se ha organizado el seminario internacional «Energía e industria: innovación y desarrollo tecnológico en el nuevo escenario energético» con el Ente Vasco de la Energía (EVE), y la jornada «Gas no convencional: shale gas» con el Comité Español del Consejo Mundial de la Energía (CECME). Ambas han contado con la presencia de profesionales del sector energético, de instituciones públicas y del ámbito académico. Además, se han llevado a cabo dos seminarios internos «Mercados eléctricos y renovables» y «Nuevo entorno energético: implicaciones para las políticas energéticas, industriales y tecnológicas».

Asimismo, se celebró la primera edición del curso de formación «Energía y competitividad: gas, redes y renovables», y está convocada la segunda edición del mismo.

La Cátedra de Energía cuenta con el apoyo de los patronos de Orkestra y de la propia Cátedra: Repsol-Petronor, The Boston Consulting Group (BCG), Ente Vasco de la Energía (EVE), Iberdrola y Gamesa.

Comité Español del Consejo Mundial de la Energía

El Comité Español del Consejo Mundial de la Energía (CECME), es el Comité Español del World Energy Council (WEC). El CECME, es el instrumento que hace posible la participación del sector energético español en las actividades del WEC, sirviendo de enlace entre el WEC y los socios españoles.

Creado en 1923, el WEC, Consejo Mundial de la Energía, es una organización no gubernamental sin ánimo de lucro, considerada referente a nivel mundial en el campo de la energía, y reconocida por las Naciones Unidas.

El WEC está compuesto por más de 90 Comités Miembros y 3.000 organizaciones que representan un espectro amplio de los intereses energéticos nacionales, incluyendo la industria, la administración y los organismos relacionados con la energía y el mundo académico en su sentido más amplio.

La misión del WEC es «promover el suministro y el consumo energético sostenibles» y representa a todos los sectores energéticos (carbón, petróleo, gas natural, energía nuclear, hidráulica y energía renovable).

Las principales actividades que se llevan a cabo desde el CECME son:

- Difundir la documentación del Consejo Mundial de la Energía y preparar las ponencias para los Congresos Mundiales.
- Seleccionar expertos españoles para colaborar en los Grupos de Trabajo del Consejo Mundial de la Energía, y colaborar con los Foros Regionales del Consejo Mundial.
- Formar parte de los distintos Comités Permanentes del Consejo Mundial de la Energía y colaborar con todas las actividades del Consejo Mundial.
- Promover importantes eventos energéticos y publicar libros e informes de ámbito energético.

Para más información sobre el CECME y el WEC: <http://www.worldenergy.org/>

El estudio y análisis del gas no convencional tiene gran relevancia. Desde el punto de vista estratégico y de seguridad de suministro, supone una oportunidad de reducir las importaciones de combustibles. Asimismo, abre posibilidades en el campo industrial y de creación de empleo. Por otra parte, su exploración y producción, requiere la utilización de técnicas innovadoras, que hacen necesario profundizar en los aspectos técnicos, económicos y medioambientales, asociados a su desarrollo.

El presente documento, recoge las intervenciones y trabajos presentados por expertos reconocidos del sector, en la *jornada sobre gas no convencional: «shale gas»*, organizada por la Cátedra de Energía de Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad, y el Comité Español del Consejo Mundial de la Energía. En dicha jornada, se ha tratado de reflejar la importancia del gas no convencional en lo que respecta a las actuales demandas del mercado y a las alternativas que ofrece, y se han examinado los retos a los que se enfrenta el sector gasista hoy, y sus perspectivas de desarrollo futuras.