

Valoración de la técnica de fracturación hidráulica y su aplicación a la extracción de gas no convencional en las cuencas carbonífera y jurásica de Asturias

J. A. SÁENZ DE SANTA MARÍA BENEDET¹ Y M. GUTIÉRREZ CLAVEROL²

¹ E-mail: joseantonio@saenzdesantamaria.es

² E-mail: claverol@geol.uniovi.es

Resumen: El nuevo concepto surgido en la industria del petróleo que considera a las rocas madres generadoras de hidrocarburos como rocas almacén, unido a las novedades y reducciones de coste habidas en técnicas bien conocidas como la perforación dirigida y la fracturación hidráulica, han hecho posible que desde hace unos pocos años se haya desarrollado mucho, sobre todo en EE UU, la extracción de gas natural en yacimientos geológicos hasta ahora no considerados, pudiendo beneficiarse grandes volúmenes de gas contenido en las rocas madre.

En el caso de Asturias se abren perspectivas favorables ante la posibilidad de existencia de reservas de metano acumulado en las capas de carbón y en lutitas organógenas, respectivamente de edad carbonífera y jurásica, cuyas características y posibilidades de aprovechamiento están pendientes de investigación y evaluación. El uso de esta tecnología extractiva es activamente cuestionada –especialmente en algunos países europeos– por numerosos grupos y asociaciones que refieren problemas medioambientales de varios tipos.

Palabras clave: Fracturación hidráulica, perforación dirigida, gas pizarra, Carbonífero, Jurásico, roca madre, Asturias.

Abstract: The new finding in the oil industry revealing that hydrocarbon-generating bed rocks work as reservoir rocks, together with the latest changes and cost reductions in well-known techniques, such as the directional drilling and hydraulic fracturing, have led to a remarkable development in natural gas extraction, particularly in the USA, from geological reservoirs, which had not been taken into consideration until recent years. Therefore, harnessing large volumes of gas from bed rocks is now a possibility.

Positive prospects are opening up in Asturias as there might be reservoirs of methane stored in the coal layers as well as in the shales containing high levels of organic matter (*black shales*), which date from the Carboniferous and Jurassic geologic eras respectively. However, their features, use and exploitation are still to be further studied and evaluated. The use of the above-mentioned extraction technology is often called into question –especially in some European countries– by a great number of groups and associations who have identified several environmental problems.

Keywords: Fracking, sidetracking, shale gas, Carboniferous, Jurassic, bed rock, Asturias.

Un importante cambio conceptual en la investigación del petróleo y del gas, a la par de una notable mejora de las tecnologías existentes para extraer hidrocarburos, han revolucionado el mundo de la energía. Sin embargo, sobre la conveniencia de su utilización se ha abierto una brecha entre las compañías energéticas y numerosos grupos sociales, y las agrupaciones ecologistas. Con este artículo se pretende reflexionar sobre esta metodología innovadora, ya que mucha de la información que circula sobre la misma adolece del rigor científico y técnico necesario, especialmente desde una óptica geológica.

El empleo de la fracturación hidráulica inducida (*fracking*) y la perforación dirigida (*sidetracking*) –tecnologías propias de la metodología petrolera– no es, en absoluto, novedoso. Desde los años 40 del pasado siglo XX se utilizan habitualmente en los sondeos de exploración y campos de producción petrolíferos de todo el mundo. Los nuevos desarrollos se inician en 2002 al combinar ambas técnicas para investigar y explotar yacimientos no convencionales ligados a rocas madres generadoras de gas y petróleo.

El concepto de gas no convencional

A diferencia de los yacimientos petrolíferos tradicionales o convencionales, que conllevan la existencia de una roca madre generadora, un proceso de migración del hidrocarburo y el cobijo en una trampa geológica dentro de una roca permeable o almacén, en los yacimientos no convencionales el hidrocarburo permanece dentro de la roca madre.

En función de las características de la roca madre se distinguen diferentes tipos de depósitos (Fig. 1): *shale gas*, conocidos como gas pizarra, lutitas gasíferas o *black shales*, donde el gas se encuentra adsorbido en la fracción orgánica de una roca lutítica o pizarrosa con alto contenido en materia carbonosa y de muy baja permeabilidad; *coal bed methane* (CBM), donde el gas natural está adsorbido en capas de carbón; *tight gas*, en el caso de que el hidrocarburo esté atrapado en estado gaseoso en arenas compactas con permeabilidad baja. A estos tres tipos cabe añadir un cuarto –con la categoría de reservas– constituido por los hidratos de metano o clatratos (agua congelada con celdas capaces de contener moléculas de gas, ge-

neralmente de origen biogénico, enlazadas mediante puentes de oxígeno), donde se prevén las mayores reservas (Fig. 2).

Un cambio conceptual en la exploración petrolífera

Hasta ahora, en el enfoque clásico de la ciencia petrolera se consideraba que para obtener un yacimiento de gas o petróleo (*petroleum system*) eran necesarios varios condicionantes (Magoon y Dow, 1994):

- a) Una serie estratigráfica en la cual hubiera intercalados algunos materiales enriquecidos en materia orgánica (querógenos, bitúmenes, carbones, etc.), fundamentalmente lutitas carbonosas, calizas finas, margas organógenas muy fosilíferas o capas de carbón (roca madre).
- b) Que a lo largo de la historia geológica se hubieran dado las condiciones de enterramiento suficientes para alcanzar una ventana de presión litostática y de temperatura, en la que la materia orgánica presente se desarrollara, madurara y se convirtiera en hidrocarburos (petróleo y gas natural).
- c) Que la roca madre llegara a liberar los hidrocarburos creados y que éstos migraran hacia zonas superficiales.
- d) Que existieran otros niveles dentro de la serie estratigráfica (situados por encima de la roca madre) de potencia suficiente y con características favorables de porosidad y permeabilidad para albergar (roca almacén) los hidrocarburos generados más abajo. Generalmente se trata de materiales areniscosos y arenosos, calizas porosas o petrologías muy fracturadas naturalmente, etc.
- e) Que sobre estos niveles de rocas almacén se dispusieran tramos rocosos con muy baja porosidad y permeabilidad que impidieran la continuidad del proceso de migración vertical de los hidrocarburos haciendo de sello de los yacimientos (roca de cobertera, roca de sello, tapada o tapadera).
- f) Asimismo, se precisaba de una estratigrafía favorable o que la deformación de los materiales de la

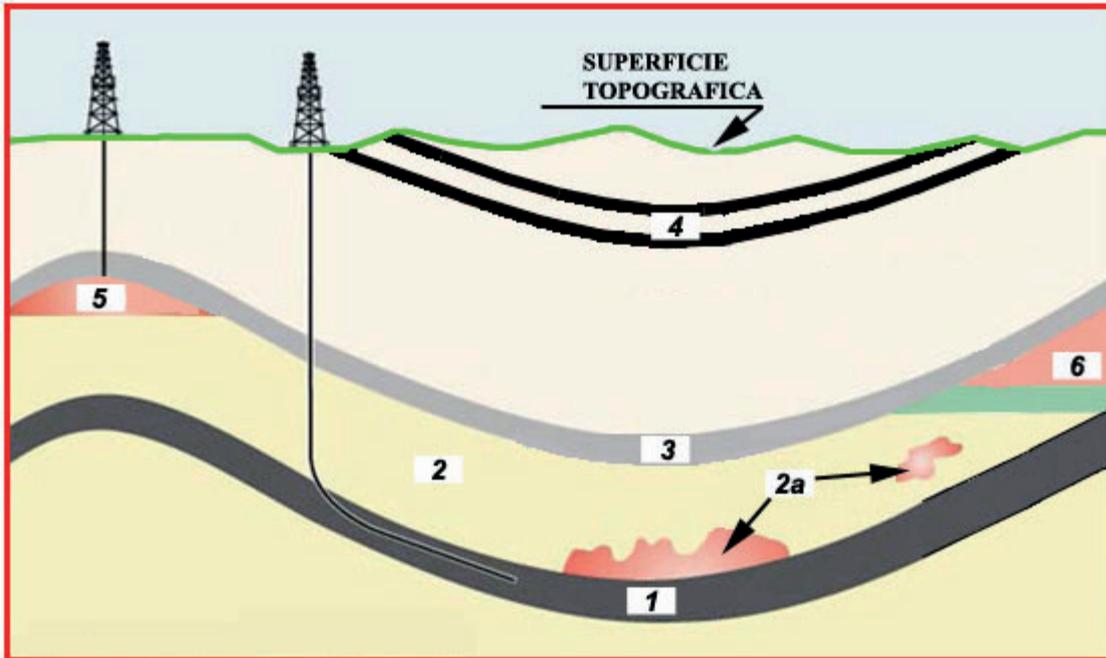


Figura 1. Tipos de yacimientos de petróleo y gas y su relación con la roca madre generadora situada a mayor profundidad (modificada de *US Energy Information Administration* y *US Geological Survey*). **Leyenda:** 1. Pizarras ricas en materia orgánica generadoras de hidrocarburos (rocas madre), ricas en gas (*black shale gas*); 2. Areniscas compactas; 2a. Areniscas compactas con gas (*tight sands*); 3. Pizarras impermeables (roca de sello); 4. Capas de carbón ricas en gas (*coal bed methane, CBM*); 5. Almacén convencional de gas no asociado al petróleo; 6. Almacén convencional de petróleo y gas asociado.



Figura 2. Pirámide del gas natural y reservas previstas de los diferentes tipos de yacimientos geológicos.

serie hubiera dado lugar a estructuras geológicas propicias (anticlinales, zonas de falla, bordes de diapiros salinos, etc.), donde estuvieran implicadas las rocas almacén y las rocas de sello, y donde quedarán almacenados el petróleo y gas (*vid.* Fig. 1), aumentando progresivamente la presión de poro y sin capacidad de escapar hacia superficie (trampas petrolíferas). Evidentemente, la deformación tectónica debería ser previa al proceso de migración de los hidrocarburos.

La falta de alguno de los tres últimos elementos (d, e y f) haría que los hidrocarburos generados en una roca madre migraran a superficie donde los volátiles serían aventados hacia la atmósfera y los líquidos asimilados por el ciclo hidrológico, quedando en las rocas restos de petróleos pesados o alquitranes, visibles en numerosas zonas de todo el mundo. Como ejemplo, señalar las arenas petrolíferas del valle de Zamañas (Burgos) que contienen alquitrán (*tar sands* o arenas bituminosas) expuestas en superficie y que fueron objeto de explotación minera en la época de la postguerra española para obtener algunos barriles de petróleo de mala calidad mediante calentamiento de los materiales encajantes (Beroiz y Permanyer, 2011; Puche Riart et al., 2011). Otro ejemplo reciente son las *tar sands* de Alberta (Canadá) objeto de amplio beneficio desde 1967 hasta la actualidad (Nikiforuk, 2010; Persy, 2012).

Así pues, en un yacimiento convencional el gas natural se encuentra atrapado en una estructura de roca porosa (trampa estratigráfica o estructural) limitada por una capa impermeable que evita que el gas escape a la superficie. Además, el hidrocarburo se encuentra en fase gaseosa con una presión y temperatura determinadas por el medio rocoso y las condiciones de almacenamiento.

Sin embargo, no todos los hidrocarburos generados migran para quedar almacenados en las trampas. Aproximadamente, y según diferentes autores, alrededor de un 25% de las moléculas de metano y otros de cadena corta (etano, propano, etc.) quedan “adsorbidas” en los granos de la matriz carbonosa (*shale gas*) de las rocas madre.

Constituyen así los yacimientos no convencionales, en los que una o más capas sedimentarias de baja

permeabilidad atrapan el gas; éste no se encuentra aquí en fase libre (salvo zonas de fracturas abiertas), sino en disolución sólida, adsorbido en las moléculas de sustancias carbonosas. Además, el interés de estos almacenes radica en que poseen mucha mayor continuidad que los convencionales y que, obviamente salvo su propia generación, no necesitan cumplir ninguna condición más. Por esta razón, son mucho más abundantes que los yacimientos convencionales.

En función de la composición litológica de la roca madre y de las condiciones de presión y temperatura en que se encuentre el macizo rocoso, la adsorción de gases tiene unas características que vienen descritas por la denominada curva isoterma de adsorción-desorción (Fig. 3) y que es propia de cada compuesto gaseoso. Esta curva describe la cantidad de gas (en metros cúbicos por tonelada de roca) que un material carbonoso es capaz de retener y ceder para cada presión en unas condiciones dadas de temperatura.

En el ejemplo de la Fig. 3, la roca madre es un carbón que se encuentra a 46 °C y una humedad del 5,2%. En condiciones vírgenes (63 atmósferas de presión, a unos 2.300 m de profundidad), este carbón puede retener hasta 19 m³/t (punto A de la gráfica). Cuando se perfora un pozo para practicar la fracturación hidráulica y se extrae el líquido inyectado, las fracturas creadas quedan abiertas, rellenas de aire y a presión atmosférica; en las nuevas condiciones de equilibrio (1 atmósfera), el carbón sólo puede retener 7 m³/t (punto B de la gráfica). Así pues, sin hacer nada más, la roca madre permitirá salir (desorber) en forma gaseosa a las grietas creadas y al pozo 12 m³/t de metano durante un cierto tiempo. Este tiempo puede conocerse pues depende de un parámetro denominado velocidad de desorción, propio de cada tipo de roca madre carbonosa. La velocidad de desorción hasta alcanzar las nuevas condiciones de equilibrio puede hacer que la salida espontánea del gas dure días, meses o años. Incluso, en la explotación minera de carbón, se han observado desorciones instantáneas (de carácter explosivo) que se conocen con el nombre de desprendimientos instantáneos (D.I.). Estos fenómenos catastróficos constituyen uno de los peores accidentes mineros posibles en la industria del carbón mundial. Conseguido el nuevo equilibrio aún se podría extraer gas del macizo

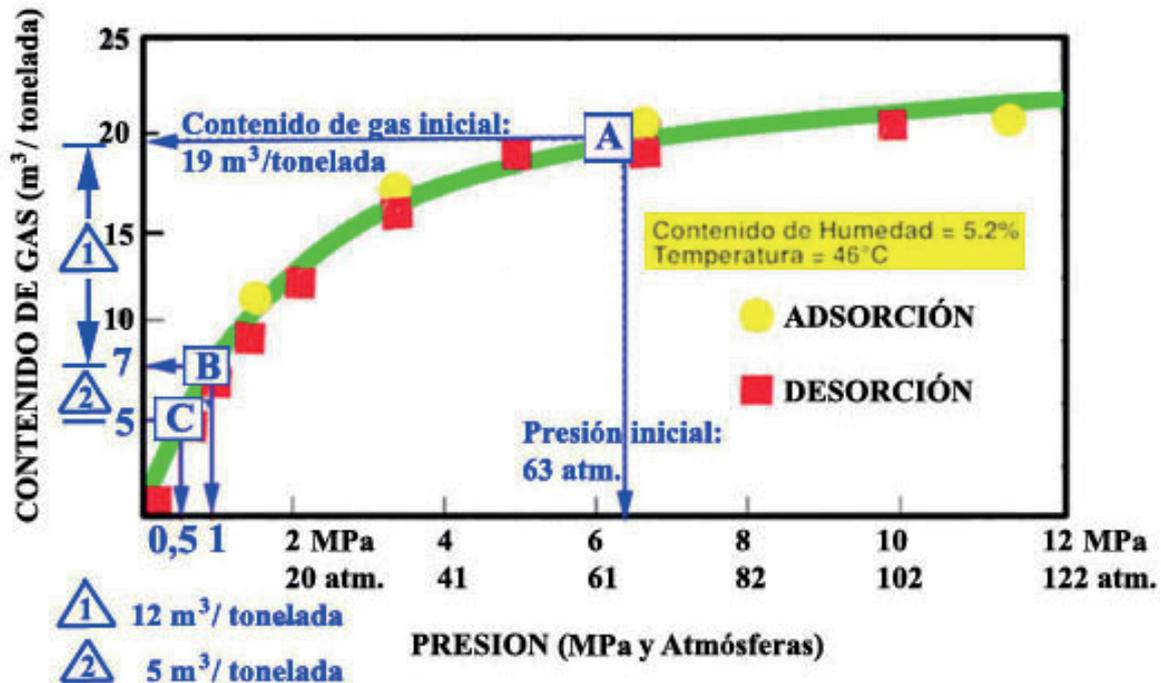


Figura 3. Curva isoterma de adsorción-desorción de un material carbonoso respecto al gas metano.

creando una depresión (es decir, absorbiendo o succionando). Si se origina una depresión, por ejemplo, de 0,5 atmósferas, la roca madre sólo podrá retener 5 m³/t (punto C de la gráfica). En las nuevas condiciones descritas por la curva se liberarán en forma de gas otros 2 m³/t, llegando así hasta el agotamiento. Al final, el pozo habrá conseguido extraer de su radio de influencia (volumen total de roca afectado por la perforación y la fracturación hidráulica) un total de 17 m³/t.

Metodología de la perforación dirigida y la fracturación hidráulica

La tendencia actual de considerar la roca madre como almacén residual de baja porosidad y permeabilidad constituye una modificación sustancial del modelo global de exploración de hidrocarburos. Las renovadas técnicas de perforación dirigida permiten bien modificar a voluntad (Fig. 4 A) la trayectoria de los sondeos –hasta ahora habitualmente vertical (Fig. 4 B)–, bien realizar varios pozos a partir de uno único principal en diferentes direcciones (multipozos, Fig. 4 C). De esta manera se puede acceder a grandes volúmenes de rocas madre desde el mismo emplazamiento superficial.

Es posible realizar ahora, con esta mejora técnica, pozos desviados y dirigidos que pueden llegar incluso a adoptar posiciones casi horizontales y de grandes longitudes (hasta 1.500 m). La perforación dirigida, el desvío de pozos y los multipozos se hacen, en la actualidad, de manera rutinaria en el desarrollo de campos petrolíferos convencionales, lo que da acceso a grandes volúmenes de roca almacén productiva y minimiza espectacularmente los costes de producción.

Por otro lado, la fracturación hidráulica se viene practicando en sondeos verticales, de exploración y producción, desde los años 50 del siglo XX. Los pozos cortan siempre una sección completa de la roca almacén (Fig. 4 B) en una potencia o espesor que puede variar entre 2 m y más de 100 m. Como se observa en la Fig. 5 éstos se construyen por fases, de forma telescópica; así después de la perforación de un diámetro dado, se coloca una entubación de un diámetro algo menor que protege y sella el pozo. Esta tubería queda sujeta al terreno por cemento que se coloca en el anular exterior. La perforación de una nueva fase se realiza por el interior de la tubería colocada que será entubada, a su vez, con una tubería de menor diámetro. El objetivo de este método

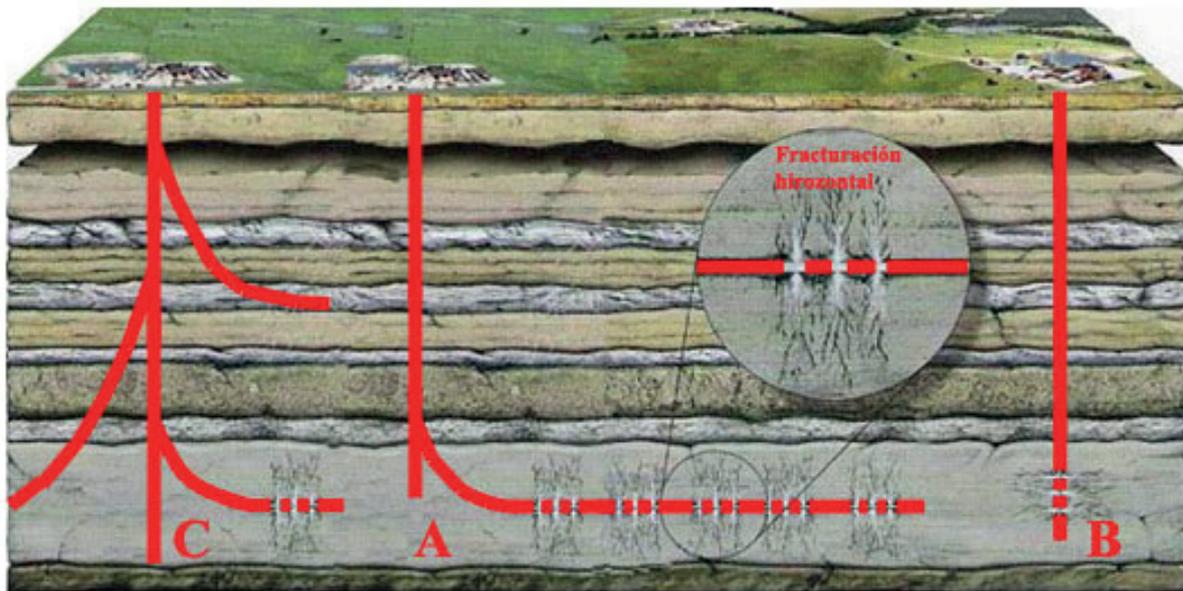


Figura 4. Disposición general de una operación de fracturación hidráulica en el caso de: una perforación dirigida (A), de un sondeo vertical (B) y de un multipozo (C).

es mantener el pozo estanco e independiente de las formaciones geológicas atravesadas evitando que el lodo de perforación se escape hacia formaciones porosas y también que el agua existente en los acuíferos atravesados invada la perforación. El aislamiento de los pozos respecto al medio circundante es una de las premisas básicas de la ciencia del petróleo.

En el tramo de interés productivo, debidamente aislado con tapones mecánicos (*packers*) en el interior de la tubería de producción de acero (de unos 10 mm de espesor), se practican unas perforaciones que afectan tanto al metal de la tubería como al anular de cemento existente entre ésta y la formación geológica, de unos 200 mm (Fig. 6). Estas perforaciones se realizan con balas disparadas desde una herramienta denominada cañón, centrada en el interior de la tubería. Las balas van situadas de tal manera que, al dispararse todas a la vez, el cañón permanece estático por lo que la tubería de revestimiento del pozo no sufre daños (el aislamiento en la tecnología petrolera es básico).

El disparo afecta también a los primeros 300 a 700 mm de la formación geológica productiva abriendo en ella canales de permeabilidad que comunican la formación almacén con el interior del pozo entubado y permitirán fluir al hidrocarburo hacia el pozo.

En la Fig. 6 se observan los efectos de las detonaciones, creándose alrededor del túnel del disparo una zona de permeabilidad reducida debido al chorro de las cargas huecas. Las presiones de la onda de vibración pulverizan la roca adyacente, fracturan los granos de la matriz, quiebran la cementación intergranular y despegan las partículas de arcilla. La fragmentación de la formación alrededor de los disparos daña la permeabilidad *in situ*; es especial al reducir el tamaño de los cuellos entre los poros. Las microfotografías de la derecha muestran la roca no dañada (parte superior) y el aspecto de la microfracturación provocada por el disparo.

Una vez realizados los disparos y la perforación se procede a la operación de fracturación hidráulica (*vid.* Fig. 5), que se lleva a cabo mediante la inyección de un líquido a alta presión. La composición del fluido es agua (90 a 95%), asociada con materiales que sirven para apuntalar las fracturas, tales como arena, cerámicas artificiales molidas, etc. (4,5%) y aditivos químicos (0,5%) que mejoran las características del fluido de inyección desde diversos puntos de vista. La operación se hace aumentando progresivamente el caudal y controlando el volumen de líquido, hasta alcanzar, en el interior de la sección de tubería aislada, presiones superiores a la resistencia a compresión triaxial propia de la roca.

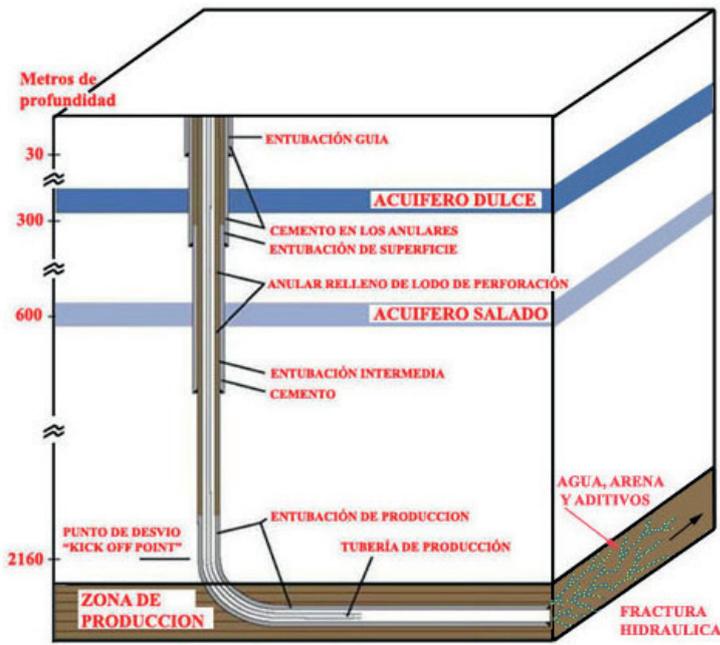


Figura 5. Esquema del funcionamiento de una perforación dirigida con fracturación hidráulica, indicando los diferentes tipos de entubación. Nótese las medidas de aislamiento al atravesar acuíferos.

Presiones de 500 a 800 kg/cm² (50 a 80 MPa) suelen ser suficientes para producir la fracturación en la roca. Las fracturas se muestran como superficies verticales u horizontales de longitud variable entre 60 y 100 m y con alturas similares a la potencia del intervalo perforado. En una misma operación se pueden producir tres o cuatro tipos de fracturas radiales al pozo en función del diseño que se haya hecho de las perforaciones. Esta estimulación suele producir muy buenos resultados, aumentando el radio de influencia de los pozos, la porosidad y permeabilidad de la roca almacén, y la afluencia de gas o petróleo hacia el pozo para ser bombeado. Por tanto, la fracturación

hidráulica permite poner en explotación zonas que, de otro modo (al poseer las rocas muy baja porosidad y permeabilidad natural) sería imposible beneficiar.

Un trabajo importante es monitorizar estas operaciones con el fin de asegurar que la red de fracturación se propague de manera controlada y lo más dentro posible de la formación lutítico-pizarrosa objeto de explotación, ya que si las fisuras se propagan de manera incontrolada se encarecen los trabajos extractivos. Una metodología interesante es la propuesta por Bennet et al. (2005) que permite supervisar el crecimiento de las fracturas en todo momento, presen-

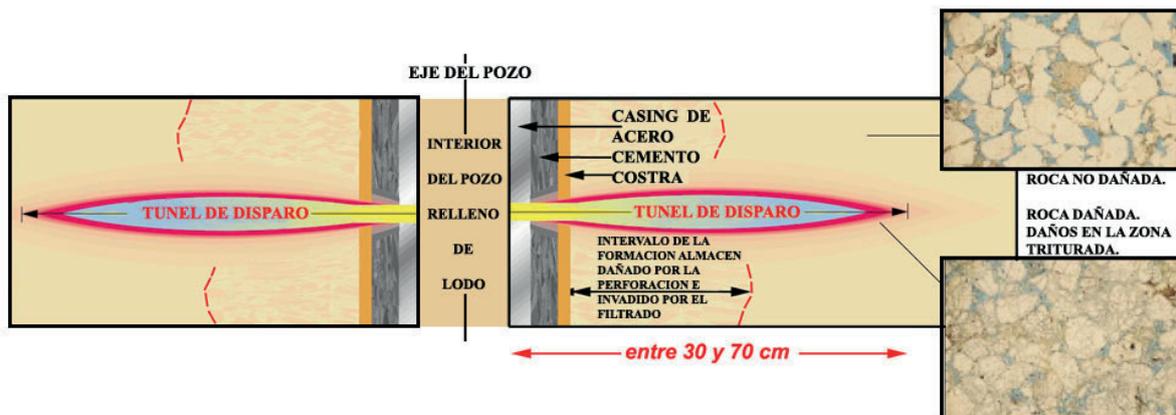


Figura 6. Daño provocado en la roca por los disparos en el proceso de fracturación hidráulica.

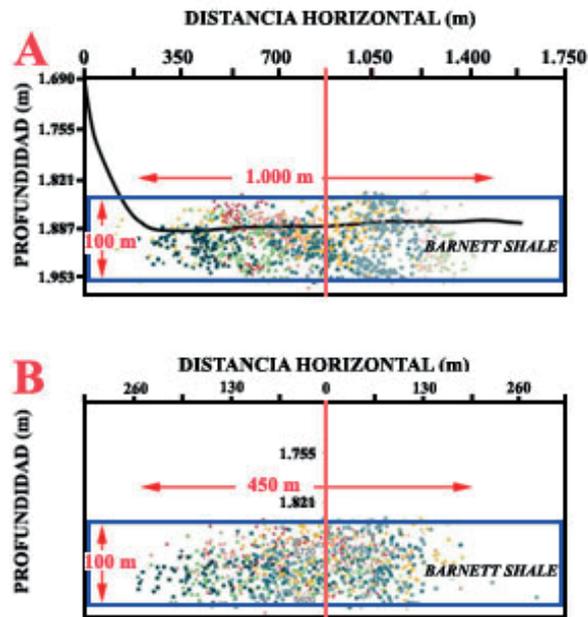


Figura 7. Monitorización microsísmica de una operación típica de fracturación hidráulica en la Formación Barnett Shale del Carbonífero, Texas (modificada de Zoback et al., 2010). A) Corte vertical longitudinal por el sondeo. Disposición de los microsismos a lo largo del mismo en una longitud de unos 1.000 m. Los colores representan distintas operaciones de fracturación. La línea negra representa el final del pozo vertical, el punto de desvío (*kick off point*) y la trayectoria horizontal. Nótese que, en el eje vertical, la profundidad no se inicia en superficie sino que empieza a 1.690 m. B) Corte vertical perpendicular al eje del sondeo. Distribución lateral de los microsismos inducidos por la fracturación. La zona de influencia de las operaciones de fracturación es de unos 450 m.

tando el estudio casos de su utilización en EE UU y Japón con sismómetros colocados tanto en superficie como en sondeos próximos al fracturado (Fig. 7). Otros informes interesantes sobre la temática son los presentados por Warpinski et al. (1998 y 2006).

Además antes de iniciar la producción, es necesario extraer del macizo el líquido utilizado en la fracturación (*flowback*), ya que si las fracturas creadas no están vacías, y a presión atmosférica, el gas no saldrá de la disolución sólida (no será desorbido) de la roca madre (*vid.* Fig. 3) y no podrá migrar hacia el pozo. Lo único que queda en el interior de las fracturas desarrolladas artificialmente son los productos sólidos (arenas, cerámicas, cáscaras e inhibidores del hinchamiento de las arcillas) que permiten mantenerlas abiertas y vacías.

El espectacular desarrollo de estas técnicas en Estados Unidos

Las experiencias preliminares de estos métodos se realizaron en el estado de Texas. En la década de los 80 del pasado siglo, George P. Mitchell, geólogo del petróleo, empezó a prospectar la Formación Barnett Shale, de edad Misisipiense, cerca de Dallas, utilizando por primera vez de manera conjunta las tecnologías de perforación direccional y fracturación hidráulica para extraer hidrocarburos gaseosos atrapados en rocas madre lutíticas (Selley, 2012). Se calcula que en ese país se utiliza actualmente la fracturación hidráulica en el 90% de los 35.000 sondeos ejecutados cada año. Una investigación geoquímica produjo un salto cualitativo en la utilización de las técnicas perforadoras al descubrirse que el gas liberado en la cuenca de Michigan era de origen biogénico, es decir, producido por bacterias, no por medio de largos procesos de maduración de la materia orgánica (Martini et al., 1998), lo que abrió a la exploración vastas áreas hasta entonces excluidas.

La mayor concentración de gas pizarra de Estados Unidos, se encuentra en Los Apalaches. Se trata de la Formación Marcellus, sucesión estratigráfica del Devónico compuesta por pizarras negras con algún horizonte carbonatado y situada entre 1,5 y 2 kilómetros de profundidad (Williams, 2010; Wilber, 2012). Esta unidad litoestratigráfica es activamente explotada en Pensilvania (Charleston, Pittsburn, Granville Summit, Dimock Township, etc.), donde se han perforado desde 2007 alrededor de 6.200 pozos para gas no convencional. La producción del año 2012 superó los 2 tcf (trillones de pies cúbicos americanos, 2×10^{12} cf o $56,6 \times 10^9$ m³), representando un 7% del total de EE UU, con unas reservas estimadas entre 140 y 500 tcf ($3,96 \times 10^{12}$ a $14,15 \times 10^{12}$ m³) según Rose (2013 a y b).

El auge norteamericano de la fracturación hidráulica solventó la escasez de gas que padecía. Desde 2005 la producción de gas procedente de lutitas ubicadas a gran profundidad se ha multiplicado exponencialmente y la proyección futura no puede ser más favorable. Este tipo de energía que en el año 2000 representaba menos del 2% del total gas producido en el país, pasó al 23% en 2010 y se prevé alcanzar el 49% en el 2035 (Fig. 8).

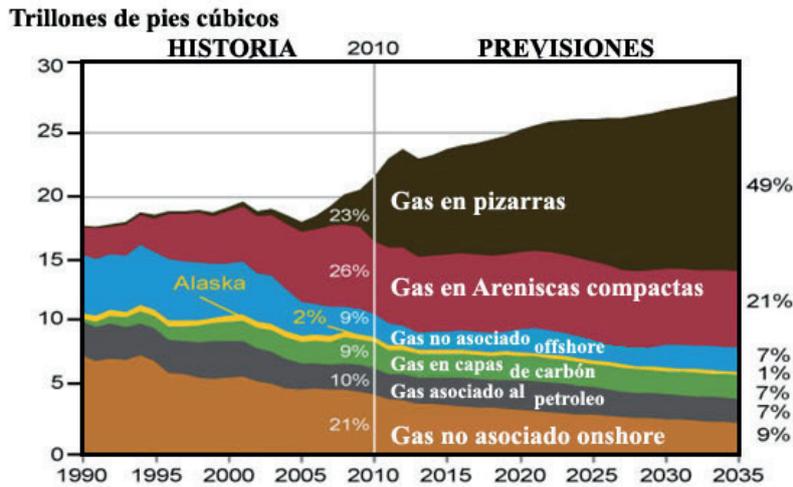


Figura 8. Producción de diferentes tipos de gas natural en EE UU que muestra el extraordinario aumento del *shale gas* hasta el año 2035 (modificada de *International Energy Agency, IEA, 2012A*).

La generalización de esta técnica –rondan el medio millón las instalaciones de extracción esparcidas por todo el territorio– hizo aumentar de manera espectacular las reservas de gas, y con un futuro muy esperanzador. La *Agencia Internacional de la Energía* (IEA en sus siglas inglesas), organismo autónomo de la OCDE, pronostica que los Estados Unidos será el primer productor mundial de gas en 2020 (IEA, 2012 a, p. 2).

Según las previsiones del *Department of Energy* (DOE) de EE UU, dentro de 10 años ese país pasará a ser exportador neto de gas. Las estimaciones del volumen de gas en este tipo de yacimientos son muy variables y cambiantes, pues el DOE calculó en 2011 que las reservas no probadas de gas no convencional atrapado en lutitas gasíferas eran de 20 billones de m³ (bcm, billones americanos: 20x10⁹ m³); no obstante, la misma entidad redujo al año siguiente la estimación en más de un 40%, hasta los 12 bcm.

La fracturación hidráulica en el contexto de la economía energética mundial

La posibilidad de explotar recursos energéticos –con enormes reservas de gas no convencional en muchos países– hasta hace poco inalcanzables se constituye en un cierto motor de la economía energética mundial y en un cambio radical de la geoestrategia del petróleo. Sirva como ejemplo el desplome de los precios del gas en EE UU que han sufrido una caída espectacular desde los inicios de la explotación del *shale gas*. De hecho esta tecnología ha beneficiado

mucho a los consumidores norteamericanos, de manera que el 55% de sus hogares utiliza calefacción de gas, dado que el precio del mismo se ha abaratado mucho respecto a la Unión Europea. A finales del año 2012 mientras en los Estados Unidos el precio del gas se situaba sobre los 3 \$/Mbtu, en Europa oscilaba alrededor de 10 \$/Mbtu (btu, british thermal unit = 252 cal).

Pero el beneficio del gas pizarra no debería ser exclusivo de los Estados Unidos, sino que hay otros muchos países –el ejemplo de China es extraordinario (Tabla I)– para los cuales estas técnicas serían económicamente muy beneficiosas. En el caso de los países europeos, son Polonia (con objetivos en el Paleozoico) y Francia (con campos en el Pérmico-Carbonífero y Jurásico) los más destacados en cuanto a reservas, ocupando el 11 y 12 puesto mundial. Según señala el *World Energy Council* (2012, p. 3) el *shale gas* podría representar una buena solución energética para algunas zonas del mundo, indicando que se realizan investigaciones sobre 48 grandes yacimientos geológicos en 32 países. La IEA ha elaborado un amplio informe sobre los recursos gasísticos en diferentes continentes, señalando unas reglas de oro para su beneficio (IEA, 2012 b).

Las Tablas I y II representan los recursos de gas en diversos países –excluyendo a algunos como Rusia, que ocupa el primer puesto del ranking mundial, con unas reservas estimadas de 881 bcm (31,1 tctf)–, comparados con la producción y el consumo correspondiente a 2009.

Tabla I. Estimación de las reservas mundiales de *shale gas*, excluyendo los países europeos (datos procedentes de la *International Energy Agency*, 2011).

País	MERCADO DEL GAS NATURAL EN 2009 (tcft** dry basis)			RESERVAS DE GAS NATURAL PREVISTAS (tcft)	RESERVAS DE <i>SHALE GAS</i> RECUPERABLES (tcft)
	Producción	Consumo	Importación (Exportación)		
Argelia	2,88	1,02	(183%)	159,0	231
Argentina	1,46	1,52	4%	13,4	774
Australia	1,67	1,09	(52%)	110,0	396
Bolivia	0,45	0,10	(346%)	26,5	48
Brasil	0,36	0,66	45%	12,9	226
Canadá	5,63	3,01	(87%)	62,0	388
Colombia	0,37	0,31	(21%)	4,0	19
Chile	0,05	0,10	52%	3,5	64
China	2,93	3,08	5%	107,0	1.275
Estados Unidos	20,6	22,8	10%	272,5	862
India	1,43	1,87	24%	37,9	63
Libia	0,56	0,21	(165%)	54,7	290
Marruecos	0,00	0,02	90%	0,1	11
México	1,77	2,15	18%	12,0	681
Pakistán	1,36	1,36	-	29,7	51
Paraguay	-	-	-	-	21
Sudáfrica	0,07	0,19	63%	-	485
Uruguay	-	0,00	100%	-	21
Venezuela	0,65	0,71	9%	178,9	11

** 1 tcft (trillón americano de pies cúbicos) = 1×10^{12} cft = $28,3 \times 10^9$ m³

Tabla II. Estimación de las reservas de *shale gas* en Europa (datos procedentes de la *International Energy Agency*, 2011).

País	MERCADO DEL GAS NATURAL EN 2009 (tcft dry basis)			RESERVAS DE GAS NATURAL PREVISTAS (tcft)	RESERVAS DE <i>SHALE GAS</i> RECUPERABLES (tcft)
	Producción	Consumo	Importación (Exportación)		
Alemania	0,51	3,27	84%	6,2	8
Dinamarca	0,30	0,16	(91%)	2,1	23
Francia	0,03	1,73	98%	0,2	180
Holanda	2,79	1,72	(62%)	49,0	17
Lituania	-	0,10	100%	-	4
Noruega	3,65	0,16	(2.156%)	72,0	83
Polonia	0,21	0,58	64%	5,8	187
Reino Unido	2,09	3,11	33%	9,0	20
Suecia	-	0,04	100%	-	41
Turquía	0,03	1,24	98%	0,2	15
Ucrania	0,72	1,56	54%	39,0	42
Otros	0,48	0,95	50%	2,71	19

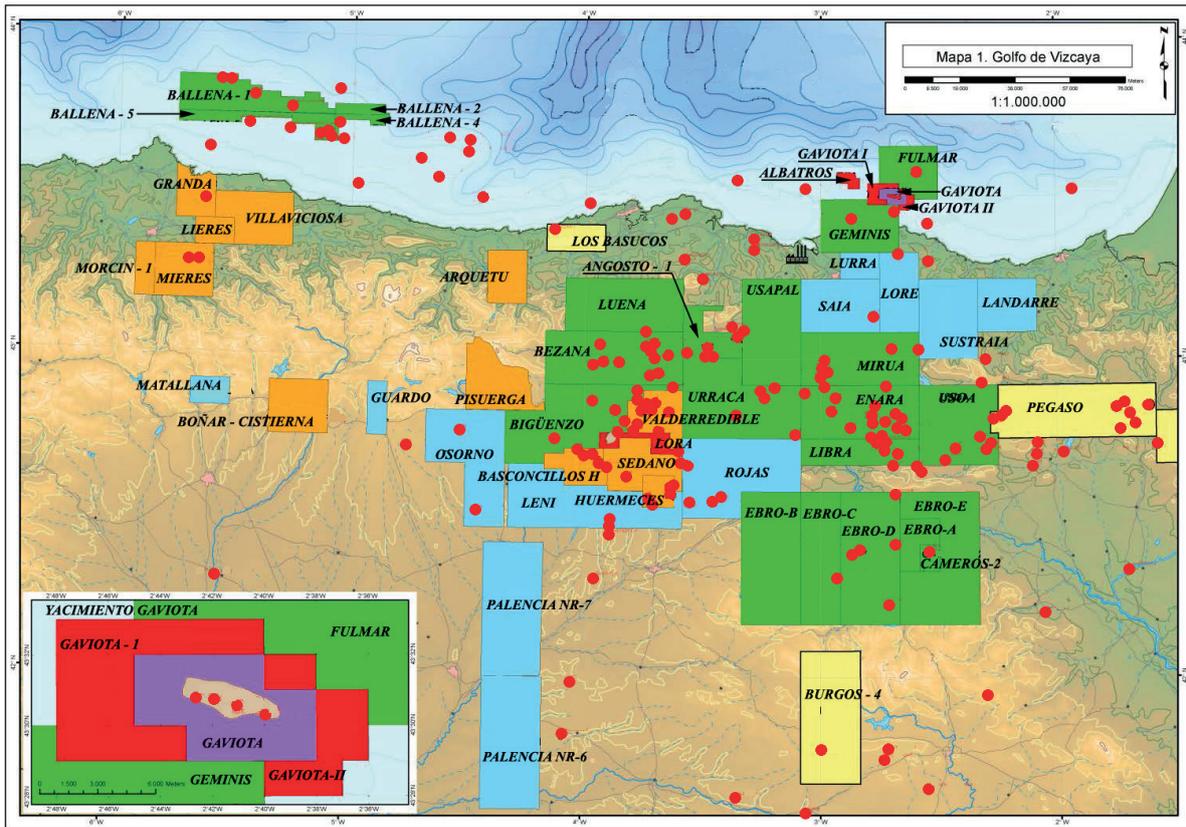


Figura 9. Permisos de investigación en el norte de España, según el Ministerio de Industria y Energía. *Leyenda:* Permisos y concesiones de la Administración General del Estado (amarillo claro: permiso solicitado; verde: permiso vigente; rojo: concesión de explotación; malva: concesión de almacenamiento). Permisos de Comunidades Autónomas (azul claro: permiso solicitado; amarillo naranja: permiso vigente).

El espectacular auge del gas pizarra se basa en que, según la IEA (2011), las reservas probadas del mismo en el mundo alcanzan la cifra de 22.600 bctf, que representa 3,4 veces más que las del gas convencional.

Los países europeos que tienen más recursos explotables de gas no convencional son (Tabla II): Polonia, Francia, Noruega, Ucrania y Suecia. Las posibilidades prospectivas de esta tipología de hidrocarburos en España son más modestas y se localizan en las cuencas Vasco-Cantábrica (Fig. 9), Pirenaica, Ebro, Guadalquivir y Bética, según varios informes del Instituto Geológico y Minero de España (IGME) y la Asociación española de compañías de investigación, exploración y producción de hidrocarburos y almacenamiento subterráneo (ACIEP), entre otros.

Los permisos de investigación de hidrocarburos en el Mar Cantábrico Ballena-1, Ballena-2, Ballena-4

y Ballena-5 (Fig. 9), concedidos a Repsol en 2003, fueron extinguidos recientemente por la renuncia de su titular (BOE n.º 265, de 5 noviembre de 2013).

Análisis de los problemas atribuidos a la fracturación hidráulica

Las opiniones discrepantes achacan a este método múltiples efectos negativos medioambientales (suelo, agua y aire): escapes de metano, aumento en emisiones de CO₂, consumo de grandes cantidades de agua, uso de aditivos químicos, contaminación de aguas subterráneas, aumento de la radiactividad, sismicidad inducida, etc. A este respecto, hay que resaltar que un estudio conjunto efectuado por las instituciones británicas *Royal Society* y *Royal Academy of Engineering* (Bickle et al., 2012) —a petición del Gobierno del Reino Unido— y otro auspiciado por el Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas de España (Cámara y Pendás, 2013), minimizan

los riesgos de esta tecnología y constituyen trabajos científicos y técnicos de referencia sobre la materia.

El informe desarrollado por Bickle et al. (2012) concluye que esta metodología es segura, siempre y cuando se tengan en consideración normativas de seguridad claras y estrictas, como sucede en cualquier otro tipo de gestión industrial regulado.

Es innegable que cualquier actividad industrial tiene un impacto sobre el medio ambiente, pero es mucho más cuestionable que la fracturación hidráulica suponga una amenaza mayor en comparación, por ejemplo, con los pozos tradicionales.

Seguidamente se analizarán los diferentes inconvenientes derivados de la prospección y extracción del gas pizarra.

Escapes de metano

De manera natural, el CH₄ contenido en las aguas subterráneas suele ser poco abundante (normalmente de 0,05 a 465 mg/l), dependiendo su concentración de la litología encajante (Goody y Darling, 2005); ello supone, según estos autores, un 0,05% del total de emisiones de metano en el Reino Unido. Sin embargo, se han descrito contaminaciones de acuíferos con este gas en relación con la práctica de la fracturación hidráulica. En EE UU se han inventariado muy escasos incidentes que incumbran a la salud humana; la mayor parte de ellos están relacionados con escapes de metano a la superficie, debidos a fallos en las válvulas de cierre de los pozos o a diseminaciones de este gas hacia los acuíferos. Aunque los pozos están revestidos con tuberías de acero y sellados los anulares con hormigón (*vid.* Figs. 5 y 6), ocasionalmente podrían quedar huecos por los que el gas asciende y alcanza acuíferos más superficiales, contaminándolos. En este sentido, cabe señalar que en las intermediaciones de la población de Granville Summit (NE de Pensilvania) se produjo una importante contaminación en el agua potable de metano, saliendo por los grifos el agua mezclada con el gas. Tal suceso, tuvo lugar tras el inicio de sondeos para captar gas no convencional en la mencionada zona en el año 2008 (Lavelle, 2013). Se trata de accidentes producidos por una mala práctica del método,

pero son infrecuentes, puntuales y fáciles de controlar. Asimismo, es sabido que el metano tiene una capacidad como gas de efecto invernadero bastante superior al CO₂.

Algunos investigadores –contradiendo estimaciones realizadas por la *Environmental Protection Agency* (EPA, 2013) de EE UU– sostienen que las fugas de gas de los pozos, gasoductos, compresores y tanques de almacenamiento relacionados con *shale gas* obtenido por fracturación hidráulica son más dañinas para el calentamiento global que las del carbón (Howarth et al., 2011 y 2012). Estas discrepancias sobre la emisión de metano denotan que se precisan nuevos y rigurosos estudios comprobatorios, de tal modo que la nueva normativa elaborada por la EPA sobre *Natural Gas Systems* exige a esta industria medir y controlar los escapes de gas durante el desarrollo de los sondeos.

Emisiones de CO₂ a la atmósfera

El uso de gas como combustible es más contaminante, en términos de emisiones de efecto invernadero, que recurrir a otras fuentes energéticas (nuclear, solar, eólica, etc.). No obstante, respecto a las centrales térmicas, la utilización de gas natural es más favorable desde el punto de vista de emisiones de CO₂. Por otro lado, el consumo de combustibles fósiles obtenidos con cualquier técnica va a ser, con mucha probabilidad, una constante a lo largo de bastantes décadas del siglo XXI, dada la falta de fuentes alternativas fiables y el fuerte aumento progresivo de la demanda que se prevé.

Para el medio ambiente está constatado que consumir gas natural es mucho más limpio que quemar carbón. A diferencia de éste, aquél no desprende apenas dióxido de azufre, mercurio ni otras partículas. Además emite un tercio de óxidos de nitrógeno, libera sólo la mitad de dióxido de carbono, según la reacción: CH₄ + 2 O₂ = CO₂ + 2 H₂O, y tampoco deja cenizas; éstas constituyen un problema ambiental importante en las centrales térmicas.

La quema del carbón en las centrales produce multitud de problemas medioambientales. A los ya conocidos como lluvia ácida o el aumento del efecto invernadero, hay que añadir la producción de residuos

radiactivos; las personas que viven cerca de centrales de carbón reciben tres veces más radiación que las ubicadas cerca de centrales nucleares y el nivel de contaminación radiactiva en los cultivos destinados a consumo humano se cifra entre 50 y 200% superior en las áreas cercanas a centrales que consumen carbón (McBride et al., 1978).

El inventario de gases de efecto invernadero realizado por la EPA (op. cit.) muestra que las emanaciones de CO₂ en los Estados Unidos fueron un 7 % más bajas en 2010 que en 2005, lo que supone poco más de 400 millones de toneladas. Las emisiones reducidas de las centrales eléctricas, sobre todo por el cambio del carbón al gas, justifican un poco más de un tercio de esa disminución (Lavelle, op. cit.).

Grandes requerimientos de agua

La cantidad de agua que precisan estas técnicas está en función de las características geológicas del yacimiento y de la profundidad del sondeo, sin olvidar el número de etapas de fracturación a realizar.

El gasto de agua se recupera casi en su totalidad, pues sino, como ya se ha dicho, el pozo no produciría; así, una maniobra de fracturación normal suele consumir del orden de 1.000 a 2.000 m³ de fluido por etapa, lo que significa que en una estimulación de tipo medio a alto haya que multiplicar por diez las cifras señaladas. A modo de ejemplo, en Pensilvania, donde hay unas 3.000 licencias de explotación con fracturación hidráulica, se estima que esta industria sólo gasta un 0,02% del total de agua consumida por las actividades económicas (industria, ganadería, minería, etc.).

Hay que puntualizar que el líquido recuperado se suele reutilizar en otras operaciones o bien es almacenado en balsas de lodos impermeables, adyacentes a todo sondeo, donde se deja evaporar; las prácticas de recuperación y reciclaje de lodos procedentes de la industria del petróleo están normalizadas desde hace años. En otras ocasiones, estos fluidos pueden ser reinyectados en acuíferos profundos, no potables, tal como se realiza con las salmueras de las desaladoras y con algunas aguas residuales de otras industrias y de grandes ciudades. No obstante, en la actualidad se estudia la posibilidad de utilizar aguas no potables

de acuíferos profundos para las operaciones de fracturación (Yost, 2011).

Evidentemente los requerimientos de agua deben ser gestionados de manera sostenible, propiciándose lo más posible las operaciones de reciclaje y reutilización de los líquidos residuales, aunque éstas pueden ser variables según la región climática de que se trate y consecuentemente de las disponibilidades acuosas locales.

Aditivos químicos

Se calcula que se pueden utilizar –junto con la arena y otros materiales sólidos apuntalantes– unos 500 compuestos químicos como sustancias acompañantes al agua de inyección. Habitualmente, de este extenso listado a disposición del operador, sólo se utilizan entre 5 y 10 aditivos. Sobre ellos ha existido un cierto oscurantismo en el pasado, pues las empresas petroleras intentaban mantener en secreto su composición para evitar el plagio de la competencia. No obstante, forzado por la opinión pública, recientemente se ha constituido un registro abierto y accesible (a través de la iniciativa *FracFocus*) de tales compuestos, la mayoría de los cuales son de uso común en las industrias alimentaria, farmacéutica, cosmética, automoción, etc.

Aunque los aditivos cumplen funciones variadas, las más importantes son garantizar la correcta introducción en las fracturas de las arenas y materiales cerámicos, que permiten apuntalarlas y mantenerlas abiertas con altas presiones litostáticas y evitar el hinchamiento de las arcillas que podrían obstruir el canal de permeabilidad creado. A título de ejemplo se utilizan, entre otros, los siguientes compuestos (Tabla III):

- a) Ácidos. Su función es eliminar de las paredes del pozo y de las fracturas los restos de los lodos bentoníticos de perforación, así como disolver los cementos calcáreos de las rocas que podrían obstruir los canales de permeabilidad. Los más importantes son el clorhídrico (HCl), sulfúrico (H₂SO₄) y fluorhídrico (HF). Al disolverse los cementos calcáreos con los ácidos se generan productos naturales e inertes, tales como cloruro cálcico (CaCl₂), sulfato cálcico (anhidrita, CaSO₄) o fluoruro cálcico (fluorita, CaF₂).

Tabla III. Principales aditivos utilizados en la fracturación hidráulica (basado en Cámara y Pendás, 2013).

ADITIVOS	COMPONENTE PRINCIPAL	USO MÁS COMÚN
Ácidos	Ácido clorhídrico	Químicos de piscina y limpieza química e industrial
Bactericidas	Glutaraldehído	Desinfectante de equipos médicos y odontológicos
Estabilizador de arcillas	Cloruro de colina	Alimentación animal saludable
Inhibidor corrosión	N,N-Dimetilformamida	Disolvente de polímeros
Inhibidores	Etilenglicol	Anticongelante y refrigeración en automoción
Anti-oxidante	Bisulfito de amonio	Cosméticos y en el proceso de vinificación
Gelificantes	Goma arábica (E-414) e hidroxiacetilcelulosa	Espesante utilizado en cosméticos, salsas y aderezos de ensalada
Salmueras	Cloruro Ca o Na	Conservante alimentario y condimento
Reductores fricción	Destilados del petróleo. Poliácridamida	Cosméticos de peluquería, maquillaje. Acondicionador de suelos no tóxico
Control del ión Fe	Ácido cítrico	Conservante y antioxidante en la industria alimentaria

- b) *Bactericidas*. Permiten controlar el crecimiento bacteriano. La presencia de bacterias en un ambiente tan reductor podría dar lugar a la formación de ácido sulfhídrico (SH_2), gas venenoso que reacciona químicamente produciendo la corrosión de los tubos y el sellado de las fracturas.
- c) *Estabilizadores de arcillas*. Son productos que se unen a las moléculas arcillosas impidiendo su hinchamiento con la humedad. Mantienen, por tanto, abiertas las fracturas. Por ejemplo, el cloruro de colina, que es un nutriente usado en alimentación animal indispensable para una dieta saludable, se usa en concentraciones del 0,07 al 0,1%.
- d) *Inhibidores de la corrosión y eliminadores del oxígeno*. Son productos que impiden la formación de óxido en los conductos metálicos. Se suelen utilizar los ácidos ya descritos que, en bajas concentraciones, mantienen un pH por debajo de 6.
- e) *Gelificantes*. Productos similares a los usados en alimentación que permiten reducir la fricción y, por tanto, mejorar el bombeo y la inyección. Facilitan también el transporte del apuntalante hacia el interior de las fisuras producidas. Pertenecen a este tipo el butildiglicol, usado en productos de limpieza de cocinas, el polietilenglicol y el etilenglicol monohexil éter los cuales, al re-

ducir la tensión superficial, se emplean como detergentes domésticos. La hidroxiacetilcelulosa es utilizada como espesante.

Una vez efectuada la fracturación los líquidos –que son recuperados en su mayoría– se suelen reutilizar, previo filtrado, en nuevas operaciones.

Lo habitual es que el producto que se inyecta contenga 84-90% de agua, 9-15% de arena y 0,5-0,8 % de aditivos (Tabla IV).

Contaminación de acuíferos

Es difícil que se produzca una afección de las aguas subterráneas potables utilizadas para el abastecimiento y las actividades humanas, dado que las inyecciones se realizan a profundidades muy importantes (más de 1.000 m); parece muy improbable que el líquido introducido pueda superar todas las barreras litológicas hasta infiltrarse en un acuífero potable situado cientos de metros más arriba (*vid.* Fig. 5). Además, abundando en lo dicho, está constatado que en las zonas donde se prevé que los trabajos pueden afectar a acuíferos próximos, no se realiza la fracturación hidráulica; en efecto, si las fracturas creadas se rellenasen de agua a altas presiones afectaría a la desorción del gas y, por consiguiente, no se lograría un pozo productivo.

Tabla IV. Composición media del fluido utilizado en fracturación hidráulica (basado en Cámara y Pendás, 2013).

SUSTANCIAS	PORCENTAJE	FUNCIÓN PRINCIPAL
Ácidos	0,123%	Limpiar la perforación previamente a la inyección
Bactericidas/biocidas	0,001%	Inhibir el crecimiento de organismos
Estabilizador arcilla	0,01%	Prevenir la reducción de la permeabilidad
Inhibidor corrosión	0,002%	Disminuir la formación de óxido en las tuberías
Agente ajuste de pH	0,011%	Mantener la efectividad de otros componentes
Reticulantes	0,007%	Permitir aumentar la viscosidad del fluido
Reductores fricción	0,088%	Señalar las dosis óptimas de inyección
Agentes gelificantes	0,056%	Incrementar la viscosidad del fluido
Controlador de metal	0,004%	Dificultar la precipitación de óxidos de metal
Inhibidores de sarro	0,043%	Prevenir la precipitación de carbonatos y sulfatos
Sulfactantes	0,01%	Reducir la tensión superficial del líquido de fractura

Respecto a los acuíferos profundos hay que recordar que, por ejemplo, a 2.000 m de profundidad las condiciones geológicas ambientales son extremas. Existe una presión hidrostática de unos 200 kg/cm² (20 MPa) y una temperatura alrededor de 75 °C. En este escenario las aguas que pudieran existir dispondrían de tiempos dilatados de residencia lo que facilita que se carguen en sales procedentes de las rocas circundantes, dando lugar a aguas con contenidos de 1.000 a 20.000 ppm de sales disueltas. Si además se contempla la generación de hidrocarburos, como ocurre en los yacimientos convencionales de gas y petróleo, las aguas presentes contendrían más de 35.000 ppm de sales, lo que las inhabilitaría para el abastecimiento humano. Por otro lado, bombear agua para consumo procedente de profundidades tan elevadas es inviable desde el punto de vista económico; los acuíferos que se explotan para uso doméstico y riego se sitúan estadísticamente a cotas inferiores a los 800 m de la superficie. Por estas razones, como ya se ha dicho, muchos acuíferos profundos se utilizan para la inyección de salmueras de desaladoras, aguas residuales y como almacén definitivo de CO₂ en forma de fluido supercrítico.

Tanto la viscosidad del líquido de fracturación como su densidad –mayor que la del agua– limitan su movilidad en sentido vertical. El gradiente de pre-

sión entre la formación litológica y el fondo de pozo provoca la movilidad del fluido inyectado hacia éste y no hacia la superficie (Cámara y Pendás, 2013). Respecto a la distancia que debe existir entre el horizonte a fracturar y la ubicación de un posible acuífero, es prácticamente imposible el flujo de los fluidos inyectados hacia aguas subterráneas más superficiales, siempre que se respeten las más elementales medidas de prudencia.

Para comprender hasta qué punto la fracturación hidráulica puede afectar a acuíferos suprayacentes es importante valorar el mecanismo de la formación de las fracturas. En líneas generales, éstas se propagan con una orientación paralela al esfuerzo máximo aplicado y, como la presión litostática aumenta con la profundidad, la gestación de superficies verticalizadas de fractura es más frecuente a medida que ahonda el sondeo. Como han demostrado Rutqvist et al. (2007) y especialmente Fischer y Warpinski (2012), a escasa profundidad –donde es dominante una dirección de esfuerzo horizontal– las fracturas tienden a desarrollarse horizontalmente, mientras que a medida que se desciende en el terreno el campo de fuerzas se modifica, dando paso a fracturas con orientación tendente a la vertical (Fig. 10).

La línea roja de la figura 10 muestra la distribución de un total de 10.000 fracturas, confrontando la

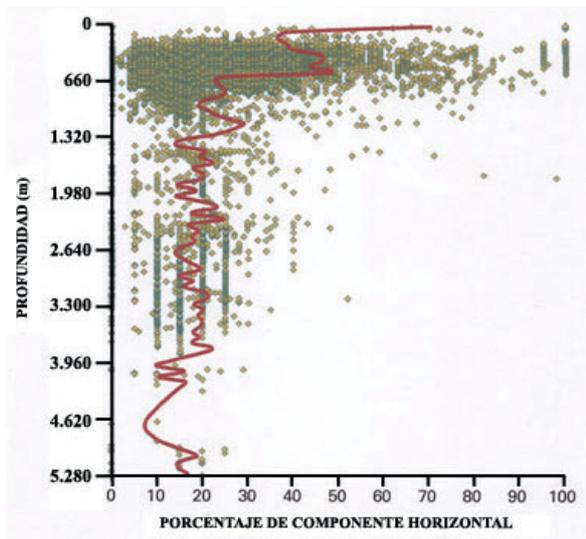


Figura 10. Relación entre profundidad y la orientación de crecimiento de fracturas en formaciones sedimentarias (modificada de Fisher y Warpinski, 2012).

profundidad vs. porcentaje de componente horizontal (en el eje de abscisas, 0% representa fracturas verticales y 100% las horizontales). La observación de este gráfico demuestra que sólo a partir de 3.000 pies (unos 1.000 m) de profundidad domina la fracturación con buzamientos inclinados.

Por otro lado, evidencias microsísmicas registradas en EE UU muestran que las fracturas originadas por el proceso de fracturación hidráulica no suelen propagarse en sentido vertical más de un kilómetro. No obstante, un estudio efectuado en las universidades de Durham (R.U.), Cardiff (R.U.) y Tromsø (Noruega), centrado en el crecimiento de fracturas, concluye que es altamente improbable que el máximo desarrollo vertical de fracturas creadas artificialmente sobrepase los 600 m y sólo el 1% de las mismas superan los 350 m (Davies et al., 2012). Por tanto, cabe considerar como excepcional el que un acuífero sea contaminado por los fluidos inyectados en este tipo de operaciones.

Por su parte, científicos de la Universidad de Duke (Durham, Carolina del Norte) han documentado la migración de metano (aunque no de fluidos de fracturación) desde la Formación Marcellus hacia arriba, hasta alcanzar acuíferos poco profundos (Osborn et al., 2011), hecho que atribuyen a revestimientos de-

fectuosos de los pozos y a la circulación de gas por el contacto cemento-formaciones rocosas. De manera inmediata, estas afirmaciones han sido cuestionadas por otros investigadores norteamericanos (Saba y Orzechowski, 2011; Schon, 2011).

En resumen, es muy poco probable la contaminación de acuíferos siempre que la extracción se lleve a cabo a profundidades de más de 1.000 m y, en el caso de producirse la misma, la causa suele centrarse en defectos de diseño del pozo y/o en el abandono de las balsas de residuos. Ambos aspectos infringen las normativas vigentes y deben ser castigados.

Aumento de la radiactividad

Las aguas de retorno de la fracturación hidráulica pueden mostrar, en ocasiones, un aumento en los niveles de radiactividad natural, proveniente del contacto del agua con los elementos radiactivos existentes en las rocas naturales profundas (especialmente en el carbón y las arcillas). Es bien conocido que muchas sucesiones lutíticas contienen parámetros anormalmente elevados de elementos radiactivos, singularmente isótopos de potasio, radón y radio (Genereux y Hemond, 1990).

A este respecto, cabe mencionar que una gran mayoría de las aguas termales –al provenir de acuíferos profundos– contiene valores de radiactividad bastante por encima de los fondos naturales y, sin embargo, son cada vez más utilizadas las instalaciones balnearias.

Sismicidad inducida

Esta problemática ha sido tratada bastante extensamente en la bibliografía. Los geólogos estructurales han establecido desde los años 70 del pasado siglo una relación evidente entre los terremotos y las inyecciones de agua en el terreno (Sibson et al., 1975; Bolt, 1976; Suppe, 1985; Ramsay y Huber, 1987; Nicholson y Wesson, 1990).

La preocupación por los efectos de la sismicidad –normalmente de magnitud local inferior a 3,5 M_L – fue tratada por varios autores (Van Eck et al., 2006; Majer et al., 2007), destacando el último trabajo, realizado en universidades de Estados Unidos, Reino

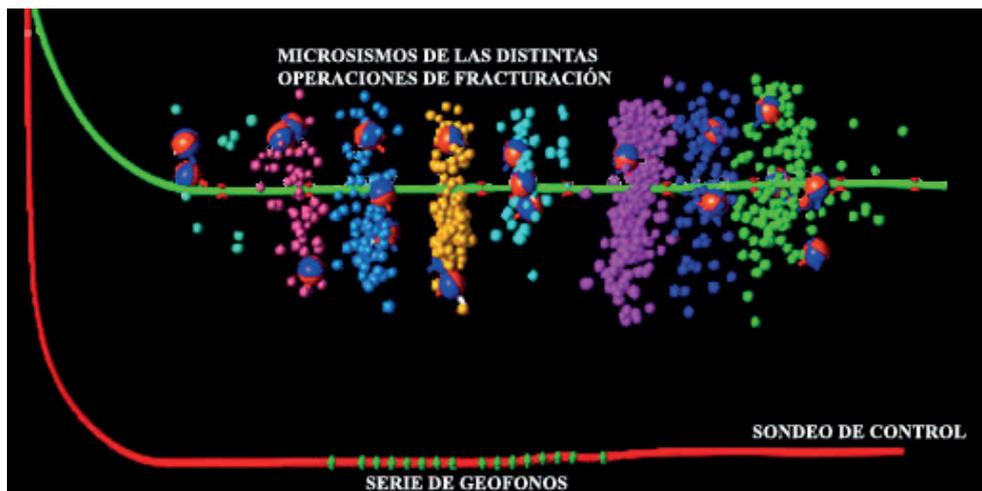


Figura 12. Visualización de la microsismicidad durante la fracturación hidráulica de un pozo. Los colores representan diferentes fases u operaciones individuales de fracturación.

Recientemente, la prestigiosa revista *Science* publicó un estudio (Van der Elst et al., 2013) que relaciona una vez más los terremotos con la inyección de aguas residuales. Se refiere concretamente a sismos ocurridos en ámbitos tan alejados de EE UU como Chile (año 2010) o Japón (el tsunami de 2011), que han desencadenado terremotos respectivamente en Oklahoma y Texas, zonas donde se elimina el líquido sobrante de las explotaciones –no solo de gas, sino también de petróleo– inyectándolo en el subsuelo a gran profundidad. Para que ello suceda las fallas tienen que estar al borde del colapso, lo que acontece de manera natural cuando es alta la presión de los fluidos, aunque ésta puede ser aumentada de forma artificial. Según las conclusiones de esta investigación no se suelen producir grandes terremotos atribuibles a la actividad de la fracturación hidráulica, siendo la eliminación de fluidos residuales la que supone un mayor riesgo.

Marco legislativo de la fracturación hidráulica en Europa

Aunque las técnicas descritas ya llevan muchos años siendo utilizadas por la industria petrolera convencional, se aprecia un cierto retraso administrativo en el caso de la Unión Europea para regular con detalle las actividades aplicadas a la exploración y producción del gas no convencional, no existiendo un marco regulador específico. No obstante, se han aprobado varias Directivas en las que se aborda esta problemática (Tabla V).

En agosto de 2012, la empresa especializada AEA Technology realizó un informe para la Dirección General de Medio Ambiente de la Comisión Europea (AEA, 2012) en el que se recogen las limitaciones para ponderar los riesgos asociados a la técnica por falta de un seguimiento adecuado y sistemático de los mismos, optando de manera ambigua por dejar en manos de los estados miembros el uso y legislación sobre el asunto, y exigiendo precaución a la hora de conceder permisos de explotación.

En el caso específico de España, además de las normativas europeas, las referencias legislativas aplicables a la exploración y explotación de gas no convencional son la Constitución Española (art. 149.25 CE) que atribuye en exclusiva al Estado las competencias en las bases del régimen minero y energético, la Ley del Sector de Hidrocarburos (34/1998, de 7 de octubre), así como la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental (R. D. 1/2008, de 11 de enero). Existen también otras regulaciones de interés que recogen este tema como son la Ley de Minas (22/1973, de 21 de julio) y el Reglamento de Normas Básicas de Seguridad Minera (R. D. 863/1985, de 2 de abril). A las anteriores habría que añadir aún las competencias delegadas a nivel autonómico y local.

El Consejo de Ministros celebrado el 1 de marzo de 2013 aprobó un anteproyecto de ley en el que se incluye un apartado de control ambiental de estas técnicas, haciendo obligatorio –por si no estaba claro anteriormente– someter estos proyectos al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental.

Tabla V. Principales Directivas y reglamentos relacionados con la fracturación hidráulica.

DIRECTIVA	FECHA	FINALIDAD
1985/337/CEE	27.6.85	Evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente
1992/43/CEE	21.5.92	Conservación de los hábitat naturales y de la fauna y la flora silvestres (Directiva Hábitats)
1992/91/CEE	3.11.92	Disposiciones destinadas a mejorar la protección en materia de salud y seguridad de los trabajadores de industrias extractivas por sondeos
1992/104/CEE	3.12.92	Disposiciones de seguridad y salud para la utilización de los trabajadores en el trabajo de los equipos
1994/22/CEE	27.5.94	Condiciones para la concesión y el ejercicio de las autorizaciones de prospección, exploración y producción de hidrocarburos
1996/82/CE	9.12.96	Control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas
1998/8/CE	24.4.98	Marco normativo para la comercialización de los biocidas
2000/60/CE	23.10.00	Marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas
2001/42/CE	27.6.01	Evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente (Evaluación Ambiental Estratégica)
2002/49/CE	25.6.02	Evaluación y gestión del ruido ambiental en lugares vulnerables al ruido
2004/17/CE	31.3.04	Procedimientos de adjudicación de contratos en los sectores del agua, de la energía, de los transportes y de los servicios postales
2004/35/CE	21.4.04	Responsabilidad en relación con la prevención y reparación de daños medioambientales (principio de "quien contamina, paga")
2006/21/CE	15.3.06	Gestión de los residuos de industrias extractivas
2006/118/CE	12.12.06	Protección de las aguas subterráneas contra la contaminación y el deterioro
Reg. 1907/2006	30/12/06	Registro, evaluación, autorización y restricción de las sustancias y preparados químicos (Reglamento Reach)
2008/1/CE	15.1.08	Prevención y control integrado de la contaminación
2009/147/CE	30.11.09	Zonas de especial protección (Directiva Aves), a controlar por los Estados miembros

Las rocas madre de hidrocarburos en Asturias

Una vez expuestas las características principales de las nuevas aplicaciones de la tecnología petrolera (perforación dirigida y fracturación hidráulica) parece oportuno analizar las posibilidades regionales de gas no convencional.

El gas natural de Asturias se presenta en dos contextos geológicos diferentes (Luque Cabal y Gutiérrez Claverol, 2010). Por un lado el de la plataforma continental ya aludido, en el que ningún sondeo ha

reconocido con detalle los materiales del Jurásico Inferior y del Carbonífero que, situados a profundidades superiores a los 4.000 m, permanecen sin estudiar, y por otro el relacionado con las cuencas carboníferas.

Respecto a los proyectos CBM desarrollados en tierra firme, las áreas de actuación futura corresponden tanto al sector septentrional de la Cuenca Carbonífera Central, como a otras áreas carboníferas recubiertas por sedimentos permo-mesozoicos.

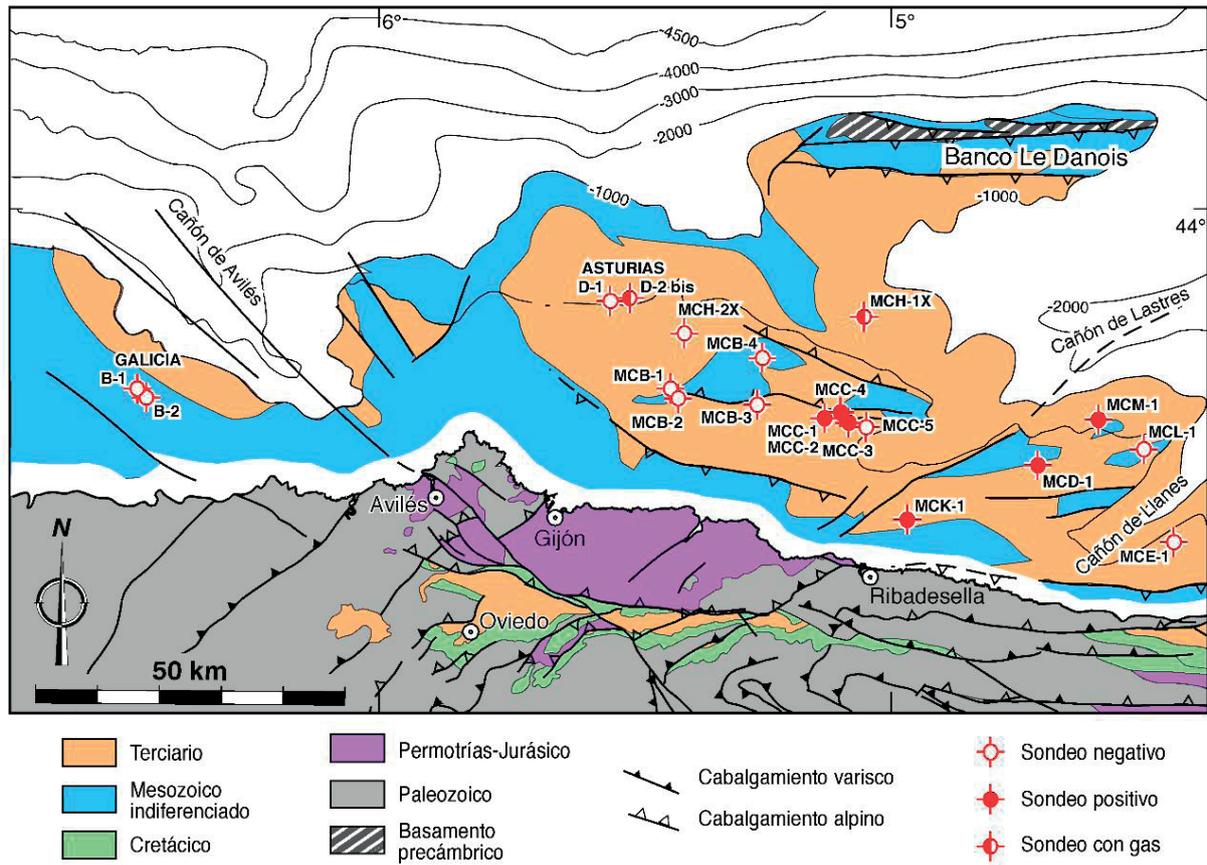


Figura 13. Situación de los principales sondeos *offshore* efectuados en Asturias (Gutiérrez Claverol y Gallastegui, 2002).

Los hidrocarburos en la plataforma continental

La importancia petrolífera de la plataforma continental cantábrica fue puesta de manifiesto desde finales de 1975, momento en el que se iniciaron las prospecciones en el permiso *Mar Cantábrico-C*. Los pozos perforados suministraron algunas miles de toneladas de petróleo bruto (Fig. 13). Alentados por los prometedores comienzos, se continuaron efectuando campañas sísmicas y sondeos profundos fuera de costa (*offshore*) con resultados desiguales, aunque algunos de ellos revelaron la existencia de petróleo y gas natural, en cantidades consideradas entonces como no rentables.

Los programas de prospección geofísica reconocieron la existencia de varios reflectores sísmicos regionales, dos de los cuales se muestran muy netos en el permiso de exploración *Mar Cantábrico*. Uno de ellos coincide con el techo del Cretácico Superior —que marca la discordancia Paleoceno Supe-

rior-Maastrichtiense— y es designado como H (Fig. 14). El más profundo, denominado K, está señalado por una arcillita muy característica situada inmediatamente por debajo del Santoniense (Cretácico Superior); este reflector constituye la principal base de las interpretaciones estructurales del subsuelo, ya que por debajo del mismo la calidad de los valores sísmicos obtenidos es muy baja y los hace de dudosa fiabilidad.

Las informaciones obtenidas con los trabajos ejecutados aconsejaron solicitar nuevos proyectos adyacentes al *Mar Cantábrico*, los permisos de investigación *K, E, J e I*, muy próximos a la línea de costa, así como en los *L y M*, otorgados en febrero de 1977.

Por su parte, un consorcio de compañías petroleras, lideradas por Philips, obtenía el permiso *Mar Cantábrico-H*, donde se perforaría en dos ocasiones (1980

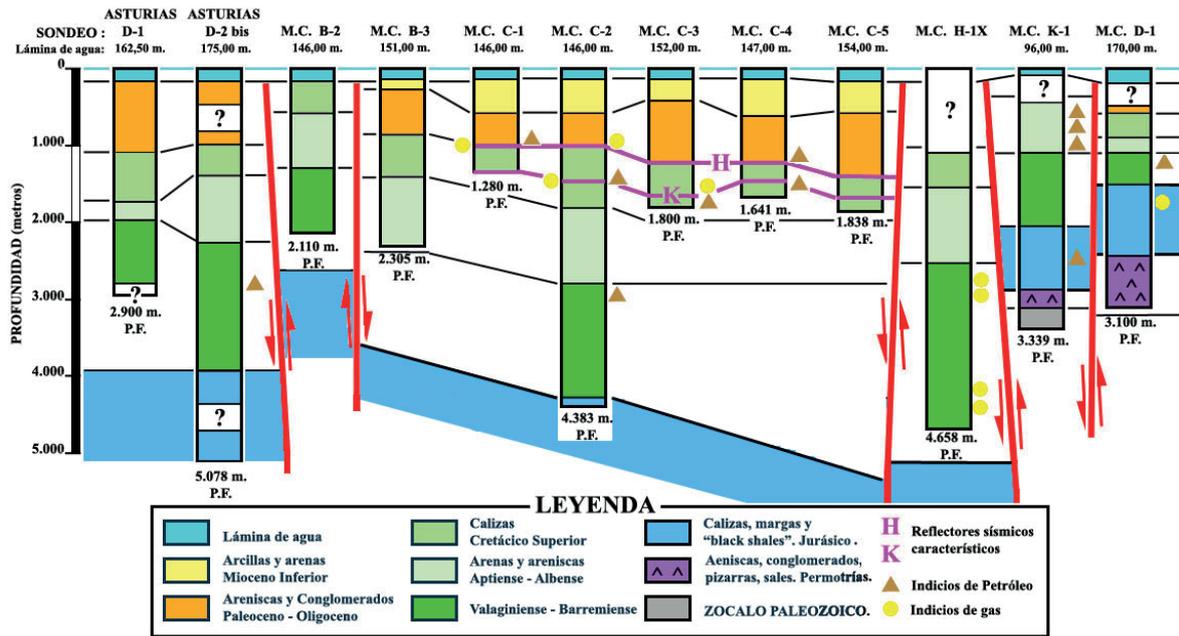


Figura 14. Correlación estratigráfica de sondeos petrolíferos en la plataforma costera asturiana, con indicación de los reflectores sísmicos regionales y de los hallazgos de hidrocarburos. Se destaca la ubicación de los materiales jurásicos por su interés preferente como roca madre (modificada de Gutiérrez Claverol y Gallastegui, 2002).

y 1982). Hacia la misma época, la Empresa Nacional de Investigación y Explotación de Petróleo, S. A. (EniEPSA) solicitó el permiso de exploración *Asturias-D*, concedido en mayo de 1980, ejecutando asimismo dos sondeos en el lustro inicial de los años 80. Una entidad noruega realizó asimismo estudios geofísicos aerotransportados sobre la zona precontinental.

A pesar de las campañas geofísicas y de las perforaciones realizadas, las fuentes bibliográficas disponibles acerca de las características geológicas y petrolíferas de este ámbito son bastante precarias. Los documentos principales con que se cuenta son una recopilación de los sondeos petrolíferos efectuados en España, en la que se incluyen los de la plataforma cantábrica (Lanaja, 1987), y dos artículos en los que se correlacionan las columnas estratigráficas de los pozos llevados a cabo y se sintetizan las posibilidades de hidrocarburos en el precontinente asturiano (Gutiérrez Claverol y Gallastegui, 2002; Gutiérrez Claverol et al., 2005). También se dispone de algunos informes inéditos de los sondeos perforados por Shell España, Campsa, Philips Petroleum Co. y EniEPSA.

Las estructuras geológicas reveladas por los reflectores en la zona precontinental y la extrapolación de los rasgos geológicos conocidos en la zona continental, aconsejaron la realización de varios pozos exploratorios (unos 20) entre 1975 y 1985, algunos de los cuales obtuvieron resultados positivos (Fig. 14). En total, se sobrepasaron los 50.000 metros perforados.

Aunque han sido alcanzados en pocas ocasiones, los materiales del Jurásico de la plataforma constituyen un objetivo prioritario en la investigación petrolífera y gasística, y más a partir de las consideraciones actuales sobre las rocas madre.

A lo largo de las sucesiones jurásicas de Asturias está constatada la presencia de intervalos de lutitas negras (*black shales*), con una gran cantidad de materia orgánica (>4%) convertida en hidrocarburos, lo que demuestra el valor potencial de las mismas como roca madre generadora de gas. Los niveles de mayor interés a este respecto, se sitúan dentro de las formaciones Rodiles (Miembro Santa Mera, subunidad inferior), Tereñes y Lastres. En la primera se encuentra un tramo —de varios metros de espesor— especialmente rico en materia orgánica, que ocupa parte de

la zona Margaritatus (Pliensbachiense); dentro del Toarciense existen también, especialmente hacia su parte baja, algún que otro horizonte con contenidos relativamente altos (Valenzuela, 1988).

La hipótesis que se contempla como más plausible es que los niveles de *black shales*, aflorantes en el continente, sean la principal roca madre de hidrocarburos. Desde estas lutitas organógenas, una vez generados, los fluidos han podido emigrar en parte hacia otras zonas litológicas con mayor porosidad, pero es muy probable que permanezca gas dentro de la propia roca madre, constituyendo un yacimiento tipo *shale gas*.

En resumen, la plataforma continental asturiana ha demostrado tener rocas madre generadores de petróleo y gas, además de poseer almacenes con las características idóneas de porosidad y permeabilidad que permitan contener depósitos de hidrocarburos rentables. De todas maneras, la labor realizada, en lo que a pozos se refiere, es aún reducida como para definir eficientemente el potencial de este campo petrolífero, por lo que sería recomendable la ejecución de nuevos proyectos de prospección.

Por otro lado, si los almacenes convencionales han sido poco reconocidos, las rocas madre de edad jurásica, que podrían constituir almacenes no convencionales de gas y petróleo, están prácticamente vírgenes, por lo que sería recomendable investigar las posibilidades de extraer gas pizarra. Como se observa en la Fig. 14, únicamente 4 sondeos han alcanzado estas series estratigráficas, existiendo indicios de gas y petróleo en dos de ellos.

Los hidrocarburos en materiales carboníferos (proyectos CBM)

Desde antiguo se conoce la presencia de gas grisú (metano con trazas de etano, etc.) en las minas de carbón, en especial en el yacimiento de la Cuenca Carbonífera Central. Asimismo se detecta tanto en las rocas encajantes como en las capas de carbón la presencia de aceites minerales, destilados o condensados, restos de parafinas, ozoqueritas, etc. Todas estas manifestaciones de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos demuestran que los materiales carboníferos constituyen una roca madre.

Las manifestaciones superficiales de gas se han observado en dos puntos concretos (Gutiérrez Claverol et al., op. cit.): el “mecheru de Saús” (Carbayín, Siero) y el “mecheru de Caldones” (Gijón). El primero es un fenómeno natural en el que una llama perpetua se alimenta del grisú que sale por una fractura que conecta con una zona carbonífera. El segundo es un sondeo, perforado en el año 1915, que investigaba el Carbonífero productivo de lo que, más adelante, sería Mina La Camocha. Al atravesar los últimos estratos pérmicos y adentrarse en los carboníferos surgió una avenida incontrolada de gas que estuvo ardiendo en superficie varios días; se estima que produjo un millón de metros cúbicos de gas en un par de meses.

La generación de grisú se produce por la transformación de la materia orgánica durante el proceso de carbonización, con cambios, tanto físicos como químicos, a lo largo de su enterramiento, singularmente al incrementar la temperatura e ir aumentando el rango del carbón resultante según la secuencia: turba, lignito, hulla sub-bituminosa, hulla bituminosa y antracita.

Uno de los sectores más activos en la industria del gas de los países más desarrollados del mundo –con posibilidades de ser impulsado en Asturias– es la recuperación del metano contenido en las capas de carbón mediante proyectos CBM (*Coal Bed Methane*) –también conocidos como CMR (*Coal Methane Recovery*)– (Sáenz de Santa María Benedet, 2002 a y b; Gutiérrez Claverol et al., 2005; Luque Cabal y Gutiérrez Claverol, 2010).

Los horizontes carbonosos no sólo constituyen la roca madre del gas natural, sino que pueden actuar asimismo como almacén de éste, hecho puesto de manifiesto por los mencionados escapes sistemáticos de metano en el laboreo subterráneo del carbón. En este sentido, debe resaltarse el notable potencial regional de reservas de este gas localizado en niveles de hulla situados a profundidades a las que la minería convencional nunca podrá acceder, aportando nuevos recursos energéticos para el futuro.

El metano termogénico que se produce a una temperatura cercana a los 150 °C –límite entre hulla bituminosa de medio a poco volátil– (Fig. 15) corresponde a la tipología que se localiza en la parte

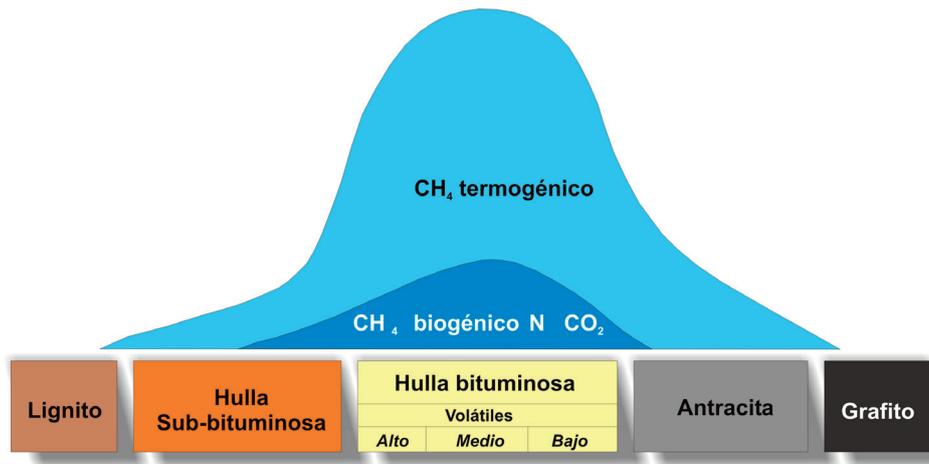


Figura 15. Generación de gas en función del rango del carbón. La temperatura aumenta hacia la derecha. (Basada en Zuber y Boyer, 2002).

septentrional y hacia el centro de la Cuenca Carbonífera Central (Grupos Nalón, Siero y Riosa). Otras zonas situadas en el límite semiantracita-antracita (temperatura >200 °C) poseen una menor capacidad de acumulación de metano y, por ello, su interés es más limitado.

Como ya se ha señalado, en condiciones geológicas normales, una parte del gas generado emigra hacia otros niveles litológicos, hasta acumularse en lugares propicios (trampas), dentro de los poros y fisuras de rocas suprayacentes –escapando, en último caso, hacia la atmósfera–, o puede quedar retenido en la propia capa de carbón aprovechando la porosidad existente y también adsorbido por los átomos de carbono, lo que justifica su comportamiento dual, como roca madre y almacén. El volumen de gas que pueden llegar a contener las capas de hulla de la Cuenca Central oscila entre 6 y 15 m³/t, según los tramos, enclaves geográficos y profundidad a la que se emplazan (Gutiérrez Claverol et al., op. cit.).

La fisuración natural del carbón es otro factor que condiciona positivamente la velocidad de extracción de gas (desorción) y, por tanto, el ritmo y volumen de producción. En las capas de los yacimientos carboníferos asturianos existen multitud de microfisuras que deberían facilitar la migración del metano. No obstante, una intensa tectonización genera dificultades a la hora de seleccionar zonas de exploración con presencia de campos subhorizontales o con

buzamientos inferiores a 45°, así como de tramos con estabilidad estructural. Este hecho y la baja permeabilidad de los carbones son los aspectos, intrínsecos a cualquier yacimiento, más negativos.

Dado que el carbón se caracteriza por presentar una alta porosidad pero muy baja permeabilidad, para extraer el gas que contiene resulta imprescindible estimular la generación de una red de fisuras en las capas por fracturación hidráulica para provocar la intercomunicación y elevar así la probabilidad de éxito en su desorción.

Entre 1992 y 2004 se desarrollaron experiencias concretas en los yacimientos hulleros asturianos ya que éstos muestran evidencias prometedoras para proyectos CBM, entre ellas, la existencia de numerosas capas de carbón, notable potencia acumulada, alto contenido de gas en capa, rango de carbón adecuado y una fracturación favorable.

Hasta el momento, la realización de proyectos CBM en esta región se centra en cuatro sondeos (Tabla VI), uno ubicado en la cuenca de Caldones (Gijón) –ejecutado por Ciepsa en 1967– y otros tres posteriores emplazados en plena Cuenca Carbonífera Central, que utilizaron la fracturación hidráulica de manera experimental. La empresa Hunosa suscribió en 1992 un protocolo con la filial española de la compañía norteamericana Unión Texas para la prospección de los recursos de metano en sus yacimientos con el fin de reconocer las

Tabla VI. Sondeos realizados en el Carbonífero para búsqueda de hidrocarburos gaseosos (proyectos CBM).

SONDEO	COORDENADAS	PROFUNDIDAD	MATERIALES	PRESENCIA DE GAS
CALDONES-1	43° 28' 41" N 1° 56' 34" O	1.846 m	Permotriás-Carbonífero	445-502 m; 512-530 m; 562-600 m; 625-637 m; 1.120-1.200; 1.220-1.240; 1.317-1.332; 1.345-1.415; 1.434-1.452; 1.465-1.475; 1.485-1.492; 1.512-1.532; 1.539-1.705; 1.718-1.725; 1.739-1.846 m
ASTURIAS CENTRAL-1	43° 17' 30" N 5° 39' 20" O	1.575 m	<i>Carbonífero</i> (Entrerregueras, Sotón, María Luisa)	Paquetes Entrerregueras (tramo superior), Sotón (tramo inferior), María Luisa
MODESTA-1	43° 17' 25" N 5° 41' 12" O	2.038 m	<i>Carbonífero</i> (Modesta-Oscura, Sorriego, Entrerregueras, Sotón, María Luisa)	Paquetes Entrerregueras, Sotón y María Luisa
ASTURIAS CBM-1	43° 19' 20" N 5° 42' 28" O	350 m	<i>Pérmico-Carbonífero</i> (Entrerregueras?)	Paquete Entrerregueras (?)

posibilidades de captura y comercialización. El objetivo de esta evaluación se enmarcaba en la política de diversificación emprendida por la compañía estatal.

Comenzó entonces una campaña de investigación centrada en el ámbito de los sinclinales de Sama y El Entrego, donde se valoraron varias circunstancias favorables (estructura geológica, concentración de capas de carbón y distribución de los minados). Se establecieron como zonas prioritarias para el emplazamiento de perforaciones profundas las siguientes: Anticlinal de Samuño en el entorno del pozo María Luisa, Anticlinal de Santa Rosa en los alrededores del pozo Modesta y el Sinclinal de Sama, propiamente dicho, en el campo de explotación a cielo abierto de Mozquita, así como otras áreas próximas al pozo Entrego (Gutiérrez Claverol et al., op. cit.).

Los trabajos prospectivos se abordaron en dos fases –realizándose un pozo en cada una de ellas (sondeos Asturias Central-1 y Modesta-1)– centrados en el valle del río Nalón, sobre las aludidas estructuras plegadas con orientación NE-SO, donde afloran los paquetes mineros productivos más modernos (Entrerregueras, Sorriego y Modesta-Oscura). La meta era atravesar la sucesión carbonífera hasta alcanzar la base del paquete María Luisa, con lo que se conseguiría cortar importantes espesores carbonosos vírgenes. Las experiencias sobre este tipo de pro-

yectos incluyeron, como primer objetivo, establecer una valoración del potencial para CBM en toda la Cuenca Carbonífera Central, cifrada en alrededor de 26.000 millones de metros cúbicos.

Se consideró también como otra área prioritaria la Unidad de La Justa-Aramil, con una estimación de recursos de 1.400 Mm³ repartidos en sus diferentes zonas (Río Miñera, La Justa, Barros-Tablado y Aramil). Últimamente, en el entorno del pozo Barros (Langreo) se llevó a cabo un sondeo denominado Asturias CBM-1 (*vid.* Tabla VI), con el objetivo de valorar los parámetros petrofísicos que inciden en la fluencia del gas de las capas de carbón (Fernández Fernández, 2006).

Ámbitos favorables del gas natural en Asturias

Una vez comentadas las características generales de las rocas madre en Asturias, se describirán a continuación los ámbitos más favorables a la existencia de almacenes no convencionales de hidrocarburos. Es conocido que, dentro de la plataforma continental, existen varias estructuras que almacenan de forma convencional gas y petróleo (anticlinal fracturado de los pozos Mar Cantábrico C, etc., Figs. 13 y 14) y que, a la fecha, no han sido puestos en producción. Dentro de las zonas carboníferas, las que presentan mayor interés son las siguientes:

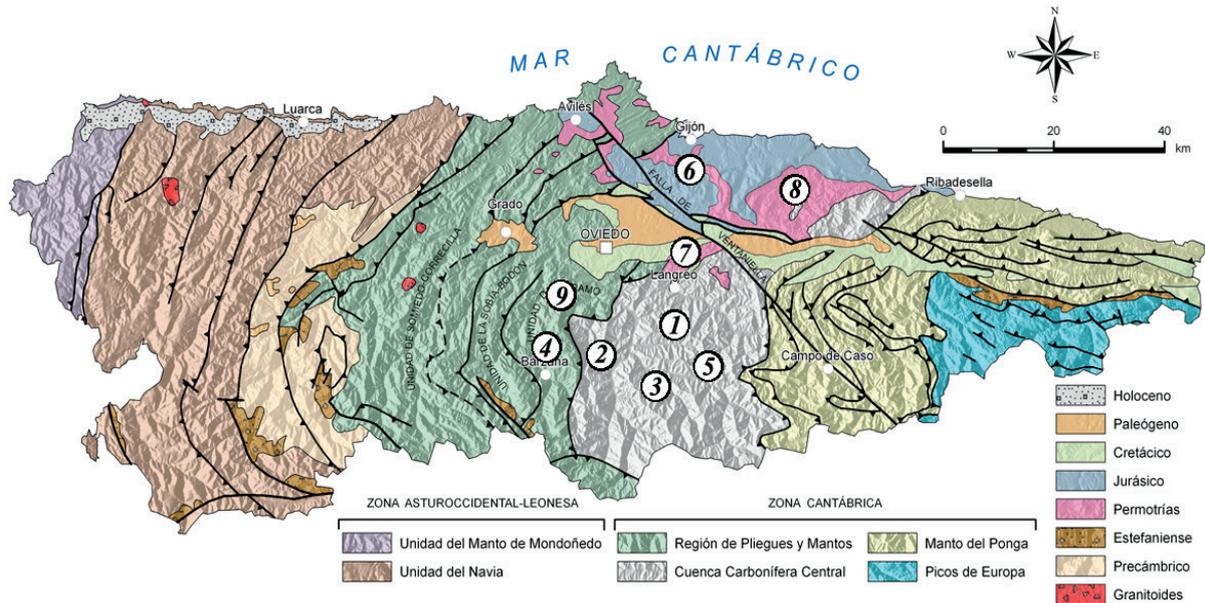


Figura 16. Situación de las principales cuencas carboníferas de interés gasístico en Asturias (la numeración, de 1 a 9, va explicada en el texto).

Cuencas carboníferas aflorantes

En el caso de la Cuenca Central, además de los ámbitos puntuales ya mencionados, existen otras zonas con potencial interés para la prospección del gas metano y que deben ser valoradas. Las más significativas se muestran en la Fig. 16.

- 1) Los sinclinales de Sama, El Entrego y Turón, en el tramo comprendido entre las cotas -600 y -2.000 m, ampliando y complementando las prospecciones ya ejecutadas con ensayos de fracturación hidráulica.
- 2) La unidad de Riosa-Olloniego, a cotas inferiores a -500 m.
- 3) Las labores mineras actualmente abandonadas, o en fase de cierre, en la Cuenca Carbonífera Central. Hunosa ha barajado la posibilidad de hacer trabajos prospectivos en la zona del Aller (sector del Caudal), tendentes a recuperar por desgasificación, tanto el metano contenido en capas de carbón, como el acumulado en otras labores mineras abandonadas. Sería recomendable la realización de pruebas de producción que permitan definir la viabilidad de su puesta en explotación comercial.

- 4) Las cuencas hulleras de Quirós y Teverga, previa selección de los campos con mejor rango, mayor estabilidad estructural y buzamientos más favorables.
- 5) Trampas estructurales en terrenos carboníferos. Esta posibilidad fue objeto de estudio reciente por parte de algunas compañías petroleras (p. ej., Repsol Exploración y Anschutz Iberia Corporation) en los ámbitos de Aller, Pola de Lena y el valle del Nalón.

Cuencas carboníferas ocultas

Ofrecen utilidad para la acumulación gasística aquellos ámbitos continentales en las que la cobertera permo-mesozoica recubre discordantemente –hasta profundidades medias (400-800 m)– cuencas carboníferas que contienen niveles potencialmente productivos de carbón. En este sentido, las más favorables ante una futura exploración y explotación son (Fig. 16):

- 6) La cuenca permotriásica de los alrededores de Gijón, con posibilidad de hallazgo de acumulaciones gaseosas en el Carbonífero que se encuentra más abajo, similares a las citadas en Caldones.

- 7) La zona carbonífera infrayacente a la cuenca permo-mesozoica, p. ej., la unidad de La Justa-Aramil, en el tramo comprendido entre Aramil y Lieres (Siero).
- 8) La cuenca pérmica de Cabranes-Villaviciosa, superpuesta al Carbonífero productivo correspondiente a la prolongación septentrional de la Cuenca Central, con un afloramiento representativo en la zona de Viñón, donde existió minería subterránea. Ofrece una extensión probable de materiales carboníferos ocultos similar a la que ocupan los sectores mineros del Nalón y Siero, con un potencial de generación y migración de gas digno de tener en cuenta.
- 9) Otro entorno interesante a considerar es el alóctono de la Unidad del Aramo que cabalga sobre la Unidad de Riosa-Olloniego.

Gas natural en rocas carboníferas situadas bajo la cobertura mesozoica: permisos de investigación

Dado que los materiales de la Cuenca Central están recubiertos, hacia el norte y nordeste, por una cobertura pérmica y mesozoica –correspondiente a las cuencas de Gijón y Villaviciosa-Cabranes–, ambas cuencas y su continuidad en la plataforma continental tienen posibilidades de soportar proyectos de recuperación de gas no convencional almacenado en rocas madre de edad carbonífera. En este último caso, han sido concedidos tres permisos de prospección:

Viñón 1. Está situado a 6 km de Villaviciosa, cerca del límite con Cabranes. La promotora del proyecto fue Petroleum Oil & Gas España, S. A., operadora del Permiso de Investigación de Hidrocarburos (PIH) *Villaviciosa* (BOPA n.º 170 de 23 de julio de 2012), de la que son accionistas Petroleum Oil & Gas España, S. A. (70%), Hunosa (20%) y la ingeniería Vancast Exploración, S. L. (10%). Se pretendía realizar un sondeo profundo –hasta 3.000 m– con la intención de conocer si los niveles rocosos carboníferos contienen gas explotable. En enero de 2013 se renunció al proyecto, declarándose extinguido el susodicho permiso para efectuar la perforación del sondeo de investigación *Viñón 1.*

Cuélebre 1 y 2. Estos permisos de investigación de hidrocarburos (BOE n.º 193 de 13 de agosto de 2012, p. 38.958), con denominación basada en la mitología asturiana, se extienden por vastos ámbitos de Villaviciosa, junto con alguno de Colunga y Caravia. El permiso *Cuélebre 1* (expediente 1.671) abarca 24.876 ha, mientras que *Cuélebre 2* (expediente 1672) alcanza la mitad de la extensión del primero, cubriendo ambos áreas de tierra y mar. La compañía involucrada, Oil and Gas Capital, S. L., se marca el objetivo de investigar en estas zonas la viabilidad de gas no convencional.

Estos planes de prospección gasística han propiciado la creación de una Plataforma Asturiana Anti-Fracking. El pleno de la Junta General del Principado de Asturias, celebrado el 8 de febrero de 2013, aprobó una proposición no de ley, presentada por Izquierda Unida, a favor de la prohibición de la fracturación hidráulica en la Comunidad. La propuesta fue aceptada por 43 votos a favor y una abstención.

Conclusiones

La utilización de la fracturación hidráulica requiere un conocimiento riguroso del modelo geológico de la zona donde se va a aplicar, ya que entre un yacimiento y otro pueden existir diferencias muy notables. Partiendo del hecho innegable de que los científicos y los técnicos tienen el deber de compatibilizar la explotación racional de los recursos geológicos con el respeto al medio natural, es obvia la obligatoriedad de evaluar el riesgo ambiental y establecer un seguimiento de las labores de exploración y extracción antes, durante y después de las operaciones.

En el caso de España, las implicaciones de la exploración del gas no convencional son enormes y podrían tener gran trascendencia energética, económica y estratégica. Nuestro país es ahora absolutamente dependiente (en un 98%) de la importación de hidrocarburos, ya que las prospecciones sólo han descubierto y puesto en explotación yacimientos de petróleo y gas de escasa entidad.

Debido a un cambio de paradigma en la investigación es posible alcanzar, con rendimiento económico, nuevos recursos de gas y petróleos ligeros.

Esto podría representar una cantidad nada desdeñable (hasta un 20 o 25%) del actual consumo. Por otro lado, las importaciones españolas de gas proceden fundamentalmente del norte de África que es una región convulsa desde el punto de vista socio-político. Incluso la seguridad física de los gaseoductos que abastecen a España podría estar comprometida.

Según la Asociación española de Compañías de Investigación, Exploración y Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo (ACIEP, 2013) –entidad participada por las petroleras Repsol y Cepsa– se calcula que las reservas potenciales de gas existentes en el subsuelo de la cuenca Vasco-Cantábrica, que incluye Asturias, Cantabria, País Vasco y la parte oriental de Castilla y León, son del orden de 1.086 bcm (1 bcm = mil millones de metros cúbicos), lo que podría cubrir la demanda nacional durante unos 30 años. Además, la generación de electricidad a partir del *shale gas* emite alrededor de un 40% menos de gases de efecto invernadero que las centrales de carbón.

En Asturias se encuentran materiales que están contrastados como rocas madres. Dado que la acumulación en rocas almacén tradicionales no ha sido muy favorable, la técnica de fracturación hidráulica abre ahora posibilidades que podrían desembocar en la puesta en producción de rocas jurásicas y carboníferas que actuaron como generadoras de hidrocarburos.

Como cualquier otra actividad minera y de investigación de recursos minerales en España, la fracturación hidráulica está sometida a las vigentes Ley de Hidrocarburos y Ley de Evaluación de Impacto Ambiental. También está subordinada al Reglamento de Normas Básicas de Seguridad Minera. Su utilización conlleva solicitar permisos y presentar proyectos que son aprobados, modificados o rechazados por la Administración. Además, ésta tiene la obligación de realizar el seguimiento y control de las labores, pudiendo paralizarlas en cualquier momento. Como parte de la Evaluación de Impacto Ambiental (que es obligatoria para proyectos de explotación de gas no convencional) es preciso realizar pruebas antes, durante y después de la perforación de un pozo.

Bibliografía

- ACIEP (2013): *Evaluación preliminar de los recursos prospectivos de hidrocarburos convencionales y no convencionales en España*. Gessal, Perspectivas económicas en la explotación y producción de Hidrocarburos en España, Madrid, 16 pp.
- AEA (2012): *Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe*. Report for European Commission DG Environment, ED57281, nº 17c, Oxford, 292 pp.
- Bennett, L., Le Calvez, J., Sarver, D. R., Tanner, K., Birk, W. S., Waters, G., Drew, J., Michaud, G., Primeiro, P., Eisner, L., Jones, R., Leslie, D., Williams, M. J., Govenlock, J., Klem, R. C. y Tezuka, K. (2005): The source for hydraulic fracture characterization. *Oilfield Review*, 17(4): 42-57.
- Beroiz, C. y Permanyer, A. (2011): Hydrocarbon habitat of the Sedano trough, Basque-Cantabrian Basin, Spain. *Journal of Petroleum Geology*, Abstract, 34(4): 387-409.
- Bickle, M., Goodman, D., Mair, R., Roberts, J., Selley, R., Shipton, Z., Thomas, H. y Younger, P. (2012): *Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing*. The Royal Society and Royal Academy of Engineering (informe inédito), 76 pp.
- Bolt, B. A. (1976): *Earthquakes*. W. H. Freeman and Company, San Francisco.
- Cámara, Á. y Pendás, F. (2013): *Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro*. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas (informe inédito), 149 pp.
- Davies, R. J., Mathias, S., Moss, J., Hustoft, S. y Newport, L. (2012): Hydraulic fractures: How far can they go? *Marine and Petroleum Geology*, 37(1): 1-6.
- Ellsworth, W. L. (2013): Injection-Induced Earthquakes. *Science*, 341(6142).
- EPA (2013): *Draft inventory of U.S. greenhouse gas emissions and sinks: 1990-2012*. United States Environmental Protection Agency, Washington, 531 pp.
- Fernández Fernández, J. J. (2006): *Posibilidades de aprovechamiento de CBM en la Cuenca Carbonífera Central de Asturias. Aplicación a la Unidad de La Justa-Aramil*. Tesis Doctoral, Universidad de Oviedo, 341 pp.
- Fisher, K. y Warpinski, N. (2012): Hydraulic-fracture-height growth: real data. *Society of Petroleum Engineers*, 27(1): 8-19.
- Genereux, D. P. y Hemond, H. F. (1990): Naturally occurring radon 222 as a tracer for streamflow generation: steady state methodology and field sample. *Water Resources Research*, 26(12): 3065-3075.

- Goody, D. C. y Darling, W.G. (2005): The potential for methane emissions from groundwaters of the UK. *Science of the Total Environment*, 339(1-3): 117-126.
- Green, Ch. A., Styles, P. y Baptie, B. J. (2012): *Preese Hall shale gas fracturing: review and recommendations for induced seismic mitigation*. Department of Energy and Climate Change. London, 26 pp.
- Gutiérrez Claverol, M. y Gallastegui, J. (2002): Prospección de hidrocarburos en la plataforma continental asturiana. *Trabajos de Geología*, 23: 21-34.
- Gutiérrez Claverol, M., Luque Cabal, C. y Sáenz de Santa María, J. A. (2005): Manifestaciones de hidrocarburos gaseosos en Asturias. *Trabajos de Geología*, 25: 51-67.
- Hennings, P., Allwardt, P., Paul, P., Zahm, Ch., Reid, R., Alley, H., Kirschner, R., Lee, B. y Hough, E. (2012): Relationship between fractures, fault zones, stress, and reservoir productivity in the Suban gas field, Sumatra, Indonesia. *AAPG Bulletin*, 96(4): 753-772.
- Howarth, R. W., Santoro, R. e Ingraffea, A. (2011): Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change*, 106: 679-690.
- Howarth, R., Santoro, R., Ingraffea, A. y Phillips, N. (2012): Greenhouse gas footprint of shale gas obtained by hydraulic fracturing. *Ecological Society of America Annual Meeting*, OOS 3-8.
- IEA (2011): *World energy outlook 2011*. International Energy Agency, París, 659 pp.
- IEA (2012 a): *World energy outlook 2012*. International Energy Agency, París, 15 pp.
- IEA (2012 b): *Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook. Special Report on Unconventional Gas*. International Energy Agency, París, 143 pp.
- Keranen, K. M., Savage, H. M., Abers, G. A. y Cochran, E. S. (2013): Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 M_w 5.7 earthquake sequence. *Geology*, 41(6): 699-702.
- Lanaja, J. M. (1987): *Contribución de la exploración petrolífera al conocimiento de la geología de España*. ITGE, Madrid, 465 pp.
- Lavelle, M. (2013): Los pros y contras del fracking. *National Geographic*, 32(4): 38-57.
- Lisle, R. J. y Srivastava, D. C. (2004): Test of the frictional reactivation theory for faults and validity of fault-slip analysis. *Geology*, 32: 569-572.
- Luque Cabal, C. y Gutiérrez Claverol, M. (2010): *Riquezas geológicas de Asturias*. Eujoa Artes Gráficas, Oviedo, 416 pp.
- Magoon, L. y Dow, W (1994): The petroleum system. *AAPG Bulletin*, 60: 3-24.
- Majer, E. L., Baria, R., Stark, M., Oates, S., Bommer, J., Smith, B. y Asanuma, H. (2007): Induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems. *Geothermics*, 36(3): 185-222.
- Martini, A. M., Walter, L. M., Budai, J. M., Ku, T. C. W., Kaiser, C. K. y Schoell, M. (1998): Genetic and temporal relations between formation waters and biogenic methane, Upper Devonian Antrim Shale, USA. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 62(10): 1699-1720.
- McBride, J. P., Moore, R. E., Witherspoon, J. P. y Blanco, R. E. (1978): Radiological impact of airborne effluents of coal and nuclear plants. *Science*, 202(4372): 1045-1050.
- Nicholson, C. y Wesson, R. L. (1990): Earthquake hazard associated with deep well injection: A report to the US Environmental Protection Agency. *U.S. Geological Survey Bulletin* 1951, Denver: 1-74.
- Nikiforuk, A. (2010): *Tar sands. Dirty oil and the future of a continent*. Greystone Books Ltd. (D&M), 268 pp.
- Osborn, S. G., Vengoshb, A., Warner, N. R. y Jackson, R. B. (2011): Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. *Proceedings of the National Academy of Sciences USA*, 108(20): 8172-8176.
- Pater De, C. J. y Baisch, S. (2011): *Geomechanical study of Bowland Shale seismicity: synthesis report*. Cuadrilla Resources Ltd., 57 pp.
- Persy, K. E. (2012): Alberta oil sands. Energy, industry and the environment. *En: Krupa, S.V. (editor): Developments in Environmental Science*, 11, Elsevier, 528 pp.
- Puche Riart, O., Mazariego Martínez, L. F. y Ortiz Menéndez, J. E. (2011): Petroleum in the Spanish Iberian Peninsula. *Cuadernos del Museo Geominero*, 13: 227-238.
- Ramsay, J. G. y Huber, M. I. (1987): *The techniques of modern Structural Geology*. Academic Press Inc., London, vol. 2: 700 pp.
- Rose, A. W. (2013 a): *Fracking the Marcellus in Pennsylvania*. Penn State University (General Lecture, 11 de abril de 2013).
- Rose, A. W. (2013 b): *Flow-back of Marcellus Shale in Pennsylvania*. Penn State University (Research Lecture, 12 de abril de 2013).
- Rutqvist, J., Birkholzer, J., Cappa, F. y Tsang, C. F. (2007): Estimating maximum sustainable injection pressure during geological sequestration of CO₂ using coupled fluid flow and geomechanical faultslip analysis. *Energy Conversion and Management*, 48: 1798-1807.

- Saba, T. y Orzechowski, M. (2011): Lack of data to support a relationship between methane contamination of drinking water wells and hydraulic fracturing. *Proceedings of the National Academy of Sciences USA*, 108: E663.
- Sáenz de Santa María Benedet, J. A. (2002 a): Introducción a la exploración de "Coal Bed Methane" (C.B.M.). En: M. A. Zapatero Rodríguez et al. (editores): *Exploración, evaluación y explotación de metano en las capas de carbón*. Publicaciones del IGME, serie Recursos Minerales, 2: 29-74.
- Sáenz de Santa María Benedet, J. A. (2002 b): La exploración de C.B.M. en Asturias. En: M. A. Zapatero Rodríguez et al. (editores): *Exploración, evaluación y explotación de metano en las capas de carbón*. Publicaciones del IGME, serie Recursos Minerales, 2: 105-144.
- Sáenz de Santa María Benedet, J. A. y Gutiérrez Claverol, M. (2013 a): Reflexiones sobre la fracturación hidráulica. *La Nueva España*, Oviedo, 13 de marzo de 2013, p. 40.
- Sáenz de Santa María Benedet, J. A. y Gutiérrez Claverol, M. (2013 b): Las rocas madres en Asturias. *La Nueva España*, Oviedo, 14 de marzo de 2013, p. 38.
- Schon, S. C. (2011): Hydraulic fracturing not responsible for methane migration. *Proceedings of the National Academy of Sciences USA*, 108: E664.
- Selley, R. C. (2012): UK shale gas: The story so far. *Marine and Petroleum Geology*, 31(1): 100-109.
- Sibson, R. H., Moore, J. M. y Rankin, A. H. (1975): Seismic pumping—a hydrothermal fluid transport mechanism. *Journal of the Geological Society of London*, 131(6): 653-659.
- Suppe, J. (1985): *Principles of Structural Geology*. Prentice-Hall, Nueva York, 537 pp.
- Valenzuela, M. (1988): *Estratigrafía, sedimentología y paleogeografía del Jurásico de Asturias*. Tesis Doctoral, Universidad de Oviedo, 1433 pp.
- Van Eck, T., Goutbeek, F. H., Haak, H. W. y Dost, B. (2006): Seismic hazard due to small-magnitude, shallow-source, induced earthquakes in The Netherlands. *Engineering Geology*, 87: 105-121.
- Van der Elst, N., Savage, H. M., Keranen, K. M y Abers, G. A. (2013): Enhanced Remote Earthquake Triggering at Fluid-Injection Sites in the Midwestern United States. *Science*, 341(6142): 164-167.
- Warpinski, N. R., Branagan, P. T., Peterson, R. E., Wolhart, S. L. y Uhl, J. E. (1998): Mapping Hydraulic Fracture Growth and Geometry Using Microseismic Events Detected by a Wireline Retrievable Accelerometer Array. *Gas Technology Symposium Calgary*, SPE paper nº 40014, March 15-18.
- Warpinski, N., Wolhart, S., Griffin, L. y Davis, E. (2006): Development of an advanced hydraulic fracture mapping system. Pinnacle Technologies, Inc., Houston, Texas. *Gas TIPS*, 12(3): 1-20.
- Wilber, T. (2012): *Under the surface: fracking, fortunes, and the fate of Marcellus Shale*. Cornell University Press, 280 pp.
- Williams, J. H. (2010): Evaluation of well logs for determining the presence of freshwater, saltwater, and gas above the Marcellus Shale in Chemung, Tioga, and Broome Counties, New York. *U.S. Geological Survey, Scientific Investigations Report 2010-5224*: 1-27.
- World Energy Council (2012): *Survey of Energy Resources: Shale Gas – What's New*. Londres, 12 pp.
- Yost, A. (2011): Water management during shale gas development: current R&D efforts. *U.S. Department of Energy. National Energy Technology Laboratory (conference presentation)*.
- Zoback, M. D. (2012): Managing the seismic risk posed by wastewater disposal. *Earth*, 57(4): 38-43.
- Zoback, M., Kitasei, S. y Copitthorne, B. (2010): *Addressing the environmental risks from shale gas development*. Worldwatch Institute, Washington, 18 pp.
- Zuber, M. D. y Boyer, Ch. M. (2002): Evaluación de los depósitos de metano en capas de carbón (C.B.M.). En: M. A. Zapatero Rodríguez et al. (editores): *Exploración, evaluación y explotación de metano en las capas de carbón*. Publicaciones del IGME, serie Recursos Minerales, 2: 199-224.

