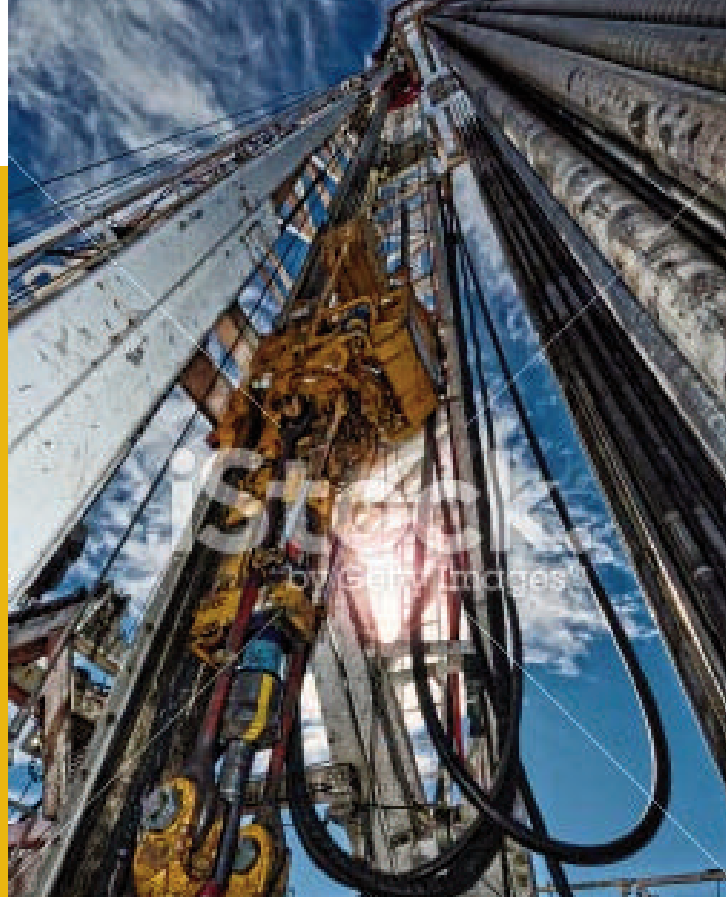


FRACKING

Dar una respuesta suficiente a la demanda de energía es clave para la economía mundial. La relativamente novedosa técnica del fracking se ha revelado como posible solución a las limitaciones derivadas del complejo mercado del petróleo pero ha generado una fuerte polémica, quizá por desconocida en cuanto a sus efectos sobre el medioambiente. Para aportar algo de luz sobre esta materia, contamos con la colaboración de varios autores que aportan enfoques distintos y complementarios: C. J. Dabrio y M.D. Polo nos explican en que consiste en fracking desde un punto de vista técnico y su significado y tratamiento a nivel mundial, mientras que Ignacio Maldonado hace una reflexión sobre esta figura y sus implicaciones sobre nuestra concepción tradicional del derecho de propiedad.



La fracturación hidráulica (*fracking*)¹

C. J. DABRIO (dabrio@ucm.es) y **M. D. POLO**
Departamento de Estratigrafía, Facultad de Ciencias Geológicas, Universidad Complutense

El Notario del Siglo XXI / N°59

La fracturación hidráulica, también llamada “fracking”, consiste en bombear en el subsuelo agua con una pequeña proporción (alrededor del 9.5%) de arena y productos químicos (típicamente entre 0.5 y 0.8 %) a una presión lo suficientemente alta como para producir y mantener abiertas pequeñas grietas en las rocas por las que fluya el crudo hacia al pozo principal. En realidad, lo que se pretende es abrir o ensanchar el conjunto de fracturas naturales existentes, que suelen ser muy numerosas, pues abrir nuevas fracturas requeriría mucha más agua y presión y, por tanto, más dinero. El papel de la arena es penetrar en las grietecillas y poros de la roca y mantenerlas abiertas, una vez se relaja la presión, y el de las sustancias químicas es el de ayudar a reducir la fricción, mejorar la durabilidad

del material de perforación, evitar la floculación o precipitación de arcillas, evitando así que se taponen las fracturas ya abiertas y por último, controlar el crecimiento de las bacterias que pudiera haber en el sistema (Fig. 1).

Las tecnologías empleadas no son nuevas. Ya en 1947 se llevó a cabo la primera operación de fracturación en Kansas (EEUU) a 730 m de profundidad. Desde entonces se utiliza habitualmente para favorecer el flujo e incrementar el rendimiento de muchos pozos, aparentemente agotados, en los que era muy difícil extraer el crudo de los poros e intersticios en los que se encuentra alojado pues el crudo, una compleja mezcla de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, se halla ocupando los huecos, fracturas, poros e intersticios que hay en las llamadas “rocas almacén”.

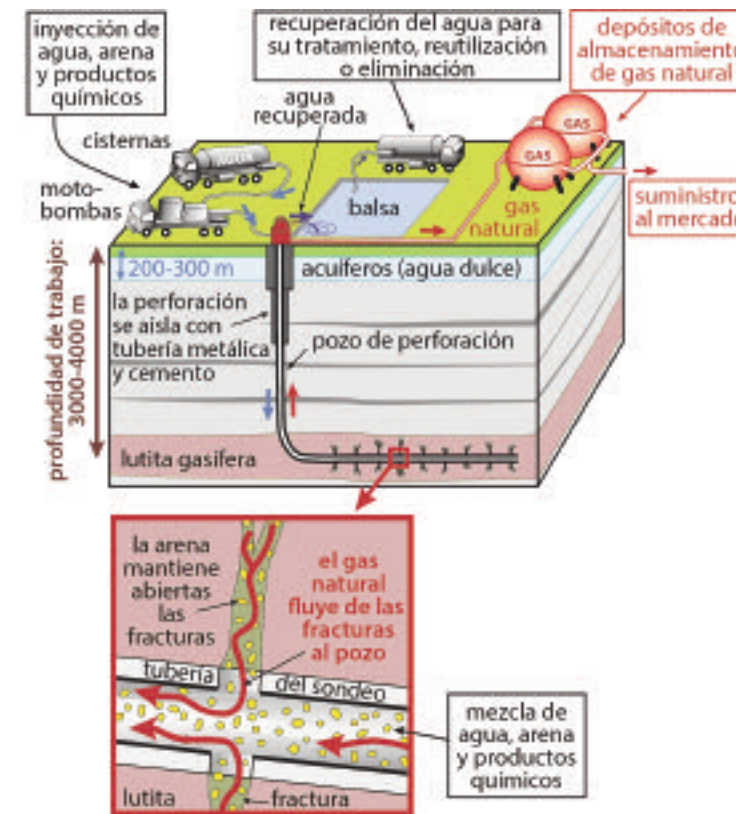


Figura 1.- Esquema del proceso de fracturación hidráulica (modificado de Rylance, 2014 y Hernández, 2013).

Además, se realizan perforaciones horizontales para aumentar el rendimiento. Estas comenzaron a emplearse en los Estados Unidos en la década de 1930 y, desde entonces, se usan habitualmente, sobre todo en las plataformas que trabajan en el mar, donde la misma instalación sirve para perforar diversos pozos, lo que abarata los costes de instalación y la puesta en funcionamiento. Estas técnicas (Fig. 2) han supuesto una revolución que ha hecho cambiar el equilibrio energético mundial.

Las grietas producidas, o estimuladas de esta forma incrementan notablemente el área de roca rica en hidrocarburos, que se expone a la influencia del sondeo. En una perforación convencional, tan sólo las paredes del pozo permiten el flujo de gas natural, o cualquier otro hidrocarburo. Por el contrario, al producirse la microfracturación, la superficie por la que puede fluir el crudo aumenta entre 1.000 y 100.000 veces, permitiendo explotar reservas que, de otro modo, serían inaccesibles.

El gas natural producido en rocas de grano fino, y con una permeabilidad extremadamente baja, resulta muy difícil o impos-

sible de explotar; se suele denominar éste “gas natural no convencional” y también “gas de lutita”, por la roca en que está contenido. Geológicamente hablando, no es correcto hablar de “gas de esquisto” o de “gas de pizarra”, pues esquistos y pizarras son rocas metamórficas en las que los hidrocarburos se destruirían. En contraste, se denomina “gas natural convencional” al que se obtiene de almacenes de rocas permeables, tales como areniscas o calizas, en las que el gas natural fluye más o menos libremente desde los poros y fracturas de la roca al pozo.

“Fracking” consiste en bombear en el subsuelo agua con una pequeña proporción de arena y productos químicos a una presión lo suficientemente alta como para producir y mantener abiertas pequeñas grietas en las rocas por las que fluya el crudo hacia al pozo principal

La explotación de estos recursos no convencionales requiere, en primer lugar, disponer de abundante agua, que debe seguir un ciclo aislado de las aguas naturales del terreno. Por ello, el sondeo debe aislarse perfectamente de las aguas freáticas. Además, se necesitan camiones motobombas que llevan a cabo la inyección y, finalmente, depósitos para el almacenamiento del gas natural obtenido en la perforación, antes de mandarlo al circuito industrial.

Se pueden preparar grandes balsas donde acumular el agua de alimentación o la excedentaria del sondeo, que se reciclaría posteriormente. Pero también se puede llevar el agua en camiones cisterna, con los aditivos pertinentes, para inyectarla en el sondeo y recuperar también la que fluye de retorno, el *flow back*, para después reutilizarla.

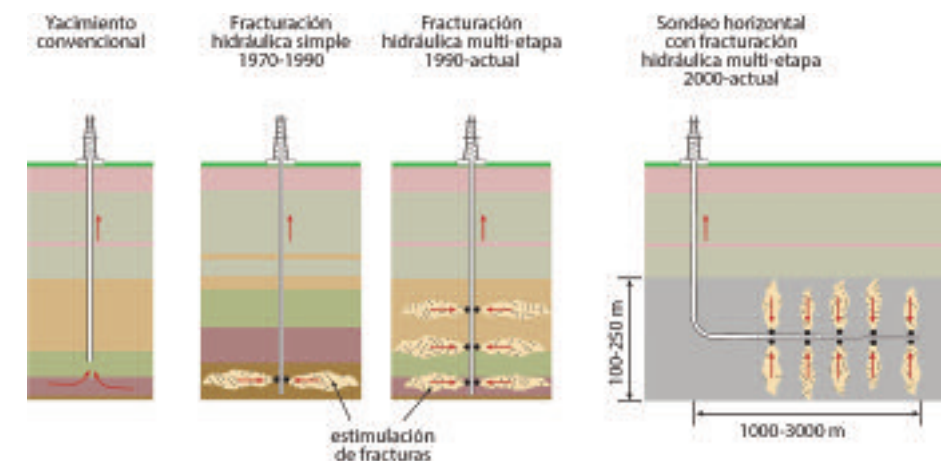


Figura 2.- Principales avances tecnológicos en la explotación de recursos de gas no convencionales (modificado de Alonso y Mingo, 2010).

¹ Agradecimientos. A J. Elez y D. Dabrio, que leyeron el manuscrito y aportaron valiosas sugerencias, que se han incorporado.

Se procura además que los fluidos circulen por conductos a fin de reducir el impacto ambiental de las perforaciones, el movimiento de los vehículos y los mismos costes de explotación.

Así pues, la fracturación hidráulica es una técnica de estimulación de la producción de petróleo líquido o de gas que se utiliza desde finales de los años cuarenta del siglo pasado. Se ha empleado en más de un millón de pozos productores y, actualmente, se fracturan hasta 40.000 pozos cada año. Se estima que en 2013 se habrían realizado ya más de dos millones de operaciones de fracturación hidráulica. En 2013 aportó el 40% del total de gas producido en territorio norteamericano y se espera que supere el 50% en 2035, incluso asumiendo un notable incremento del consumo.

Ideas generales sobre el origen y almacenamiento del gas natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros, es decir en estado gaseoso a presión y temperatura ambientes. Su composición varía según el yacimiento que los produce. Se compone mayoritariamente de metano (incluso más del 90%) y cantidades menores de etano, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, propano, butano, nitrógeno, vapor de agua, etc. Tras el adecuado tratamiento, el gas natural se quema más limpia y eficazmente y produce mucho menos dióxido de carbono que otros combustibles, como los derivados del petróleo y, sobre todo, el carbón. Por supuesto, el gas natural convencional y el no convencional son exactamente iguales, dentro de las variaciones propias de cada yacimiento, como también lo son las técnicas de almacenamiento, transporte, consumo y su contribución a los gases de efecto invernadero.

Los hidrocarburos se forman a partir de organismos planc-tónicos, que viven en aguas superficiales. Sus restos caen al fondo de la cuenca marina o lacustre, donde se acumulan con abundantes arcillas, sedimentos muy finos, que los preservan del oxígeno y de los organismos aerobios, que los destruirían. Quedan, pues, en condiciones reductoras o anaerobias; posteriormente son enterrados y sometidos a presiones crecientes por la carga de los sedimentos, que se van apilando sobre ellos, y a una temperatura asimismo creciente en función del grado geotérmico. La fracción orgánica se va transformando en kerógeno, una mezcla de compuestos químicos orgánicos de elevado peso molecular. Dentro de ciertos márgenes de temperatura, denominados genéricamente “ventanas de petróleo o de gas”, el kerógeno se trasforma en hidrocarburos, que quedan contenidos en los poros de las rocas arcillosas junto con agua intersticial, que se denomina “agua de formación”. Al aumentar la presión y la temperatura, los sedimentos arcillosos se compactan y se transforman en lutitas que, al contener el petróleo, se

denominan “rocas madre”. Con el aumento de la presión, los fluidos tienden a escapar, o migrar, a favor de fisuras o intersticios de rocas permeables, hacia zonas de la corteza con menor presión, situadas incluso a cientos de kilómetros. Estas nuevas rocas que reciben el petróleo se denominan “rocas almacén”. Pero una gran parte del hidrocarburo original queda atrapado indefinidamente en la roca madre, dada su impermeabilidad y compactación, o no llega a migrar, y esta fracción era, hasta hace poco, irrecuperable.

Si en su camino encuentran barreras de permeabilidad, es decir, rocas impermeables que les cierran el paso, la migración se detiene y los hidrocarburos se van acumulando impregnando la roca permeable y constituyendo una “trampa” o almacén. Allí se va produciendo una segregación progresiva en función de las diferentes densidades de los compuestos. El gas se sitúa en la parte más alta y, más abajo el petróleo líquido, mientras que el agua queda en la parte inferior (Fig. 3). Hay que descartar, por ello, la falsa idea de las “bolsas” de petróleo, a modo de cavernas llenas de hidrocarburos de los que se bombarían como si de un gigantesco barril se tratara.

Desafortunadamente, en otros casos, el petróleo encuentra vías de escape hacia la superficie y no se forman trampas o éstas se vacían. Se habla, entonces, de “indicios superficiales”, como los famosos Rancho de la Brea, en Estados Unidos, con su rica fauna fósil, las charcas de brea con la que los personajes bíblicos calafateaban sus embarcaciones en Oriente Medio o las propias calizas que huelen a petróleo en el campo de Ayoluengo, en Burgos. Todos estos procesos se dan a lo largo de decenas de millones de años, un lapso variable en función de las características termodinámicas reinantes. También puede perderse el petróleo cuando las rocas en las que está contenido sufren procesos de metamorfismo, es decir, aumentos muy grandes de presión y/o temperatura.

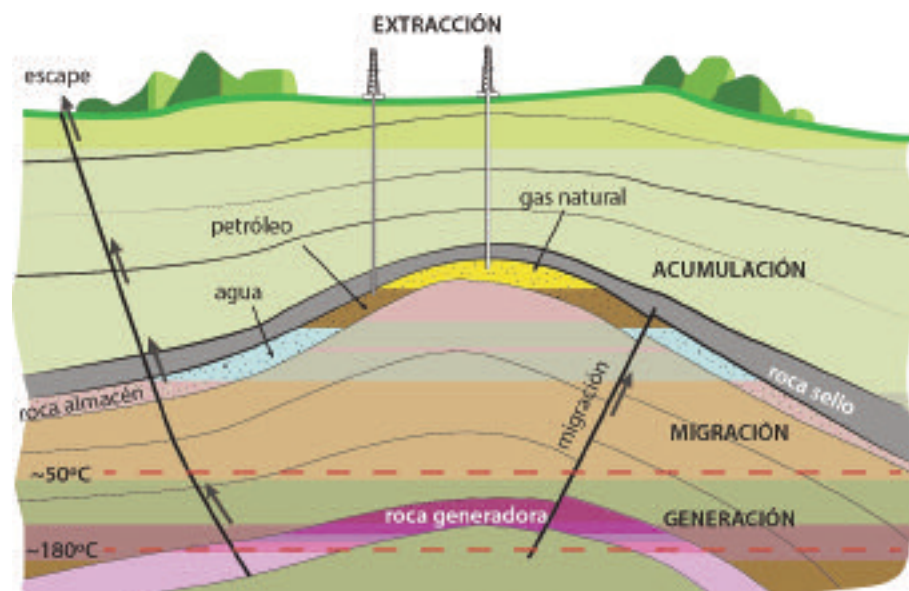


Figura 3.- Elementos y procesos del sistema de los hidrocarburos (inspirado en Hernández, 2013).

Las trampas son, pues, los yacimientos convencionales de los que el crudo se extrae bombeándolo a la superficie; la producción puede incentivarse, como hemos visto, con diferentes métodos, como el que nos ocupa.

La controversia de la fracturación hidráulica

La idea subyacente en las nuevas técnicas de explotación (“no convencionales”) es, como casi todas las grandes ideas, muy simple: ¿por qué buscar los hidrocarburos en los lugares donde se acumulan y no ir a buscarlos en las rocas donde se formaron y de donde aún no han escapado, es decir, en las rocas madre? El problema era encontrar una tecnología lo suficientemente barata como para hacer rentable la extracción. A ello ha contribuido, ciertamente, la escalada de los precios del crudo y las cuotas de extracción que han impuesto los países productores, lo que ha obligado a buscar yacimientos cada vez más profundos y difíciles de explotar o, en el caso que nos ocupa, a recurrir a las técnicas no convencionales.

El proceso, relativamente sencillo, se basa en aunar ciertas técnicas: la fracturación del subsuelo, los avances en las perforaciones dirigidas y los sondeos horizontales. Hoy día no sólo es posible perforar pozos inclinados, sino curvarlos en ángulo recto e, incluso, hacerlos describir una U para aflorar de nuevo en superficie. El dispositivo extractor es un pozo vertical desde el que se perforan varios pozos horizontales, en los que se lleva a cabo la fracturación hidráulica y por los que, posteriormente, se evacúa al exterior el gas natural que va fluyendo de la roca (Fig. 1).

La producción de los pozos sometidos a fracturación hidráulica es más baja que la de los pozos convencionales y declina con rapidez, reduciéndose del orden del 60-80% en el primer año respecto a la producción del primer mes de explotación. En cambio, la fase productiva es muy duradera; ello obliga a perforar nuevos pozos para mantener la producción del campo, pero aún no se sabe hasta qué punto puede llegar esta necesidad, por falta de experiencia. Si se tiene en cuenta además la gran extensión que ocupan los yacimientos, es de suponer que se requerirá una actividad muy intensa y de larga duración, cuyas consecuencias son difíciles de prever hoy día. Para mitigar el impacto ambiental se tendrán que perforar cientos de pozos a partir de relativamente pocos puntos, extendiendo una red subterránea de tuberías en las que se realizaría la fracturación (Fig. 4). Se pueden así convertir en rentables grandes yacimientos hasta ahora inaccesibles, incrementándose las reservas.

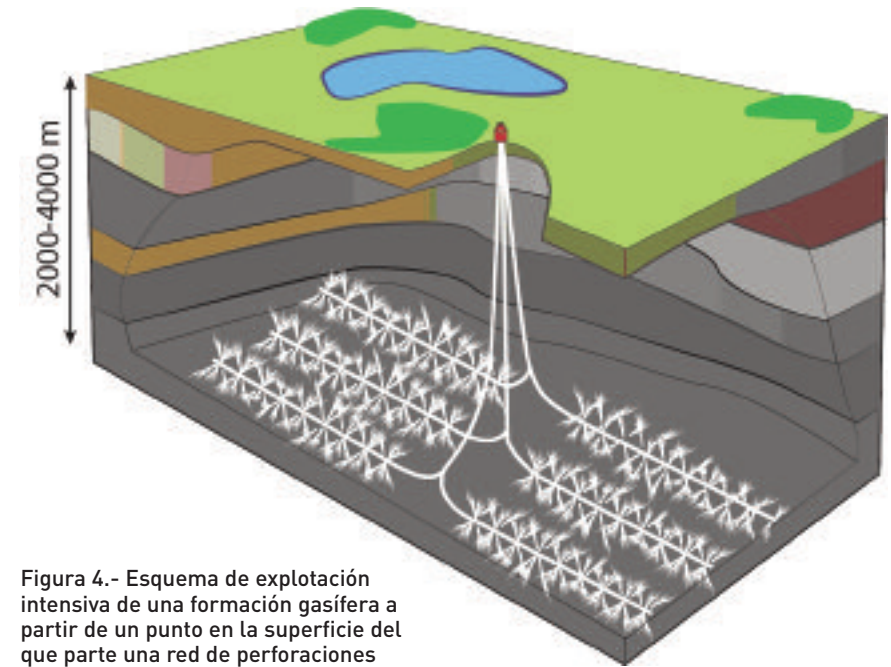


Figura 4.- Esquema de explotación intensiva de una formación gasífera a partir de un punto en la superficie del que parte una red de perforaciones horizontales. Una red de puntos de acceso superficiales permitiría explotar grandes extensiones del subsuelo con el mínimo impacto superficial (modificado de Hernández, 2013).

El concepto de reservas de un recurso no es tan simple como habitualmente se maneja en los medios de comunicación y tiene im-

plicaciones económicas muy relevantes (Marzo, 2008, 2014), pues depende de las necesidades del momento, de los precios del mercado, de los de explotación, de las relaciones políticas de los gobiernos y de otros muchos factores.

El desarrollo de la tecnología de explotación de hidrocarburos ha dado pie a una intensa controversia pues algunos aspectos pueden ser, potencialmente peligrosos para la salud, sobre todo a través de la contaminación del subsuelo y, en especial, de las aguas subterráneas.

El aspecto más conocido, por el debate en los medios de comunicación, es el de la contaminación de los acuíferos de agua dulce que, en algún caso, se ha dicho que causaba la ruina de toda una región. Al perforar un pozo se atraviesan acuíferos de agua dulce, que son zonas de rocas porosas impregnadas con agua potable, y que no suelen estar más abajo de los 200 ó 300 m de profundidad. En principio, no debería haber problemas, pues el sondeo se entuba, es decir, se reviste de una camisa metálica que impide que las paredes del pozo colapsen y lo cieguen y ello debería

impedir, por su parte, el trasiego de fluidos entre el sondeo y las formaciones rocosas atravesadas. En consecuencia, para evitar posibles fugas entre el tubo del sondeo y la pared del pozo, este espacio se suele cementar hasta zonas mucho más profundas que las de los acuíferos. En definitiva, las zonas sometidas a la fracturación hidráulica suelen estar de dos a tres kilómetros por debajo de las zonas de los acuíferos (Fig.

Las tecnologías empleadas no son nuevas. Ya en 1947 se llevó a cabo la primera operación de fracturación en Kansas (EEUU) a 730 m de profundidad

1) lo que minimiza, o hace extremadamente improbables, los riesgos de contaminación. No obstante, puede haber fracturas que comuniquen ambas zonas, lo que permitiría que se escapase gas natural cuando se efectuase el *fracking* y que se alcanzasen los acuíferos... pero ese escape se produciría, aunque a mucha menor escala, incluso antes de la explotación. Ello explicaría algunos de los casos de contaminación con metano; de hecho, éste se encuentra cerca de la superficie en algunos acuíferos de regiones donde aún no se ha llevado a cabo la fracturación hidráulica.

Algo semejante puede razonarse con respecto a la posible difusión en el subsuelo de la mezcla de agua, arena y productos químicos inyectados en el sondeo. Como no hay conexión entre los acuíferos y la zona fracturada artificialmente, no tiene por qué haber mayores peligros. De hecho, los estudios del Departamento de Energía de los Estados Unidos (2011) concluyen que los riesgos de escape del fluido de fracturación hacia fuentes de agua potable a través de las fracturas causadas en almacenes detríticos profundos son muy remotos.

Por otra parte, el fluido de fracturación consiste, como ya hemos dicho, en un 99.5% de agua y arena; el resto son aditivos, en número de 3 a 12, en función de las características del agua y de la formación rocosa a fracturar. Los aditivos del fluido de fracturación deben de cumplir con el Reglamento REACH (Reglamento CE 1907/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo) cuyo principal objetivo es garantizar un alto nivel de protección de la salud humana y el medio ambiente. Desde su entrada en vigor el uno de junio de 2007 es obligatorio registrar todas las sustancias químicas que se comercializan dentro del territorio de la Unión Europea: no se puede comercializar ninguna sustancia química que no se encuentre registrada, evaluada y autorizada.

La mayor parte de los aditivos son inocuos para la salud pero hay algunos, por ejemplo el utilizado para prevenir la corrosión del acero de las tuberías, que son potencialmente nocivos. Ante la presión de la opinión pública, la intención de las compañías es reducir el número de aditivos a un máximo de 3 ó 5 y que éstos puedan cumplir con los estándares exigidos en alimentación. La realidad es que cada vez se utilizan menos aditivos. Según parece, en la exploración en curso en Polonia sólo están utilizando 3 aditivos. Es muy importante, por ello, no abordar operaciones en el subsuelo, convencionales o no, sin estudiarlo previamente.

Otra fuente de preocupación en la explotación de hidrocarburos no convencionales es la necesidad de aportar grandes volúmenes de agua, del orden de 10.000 a 18.000 metros cúbicos. De esta cantidad se recupera entre un 20 y un 80% en la primera etapa, y puede reutilizarse en nuevas fractura-

ciones. Pero queda el problema de qué hacer con el agua excedentaria, es decir, cómo tratarla para depurarla, reciclarla y, en su caso eliminarla sin causar contaminación ni daños ambientales. De hecho, en Europa el agua tendría que depurarse o llevarse a un depósito autorizado.

En zonas áridas, el agua se trae de fuera en camiones cisterna y, tras inyectarla, se recoge el excedente en balsas de tratamiento, donde se decantan los sólidos en suspensión y de donde se toma de nuevo para reinyectarla y continuar el proceso de fracturación. Estas balsas deben prepararse y aislarse adecuadamente para evitar que el fluido de perforación se infiltre en el subsuelo. Ello se consigue mediante lechos de arcillas impermeables y capas resistentes de polietileno. Cuando el agua no puede reinyectarse debe depurarse hasta los niveles normales de aguas recicladas. En algunos casos, se deja evaporar en balsas amplias impermeabilizadas.

Otra cuestión debatida es la sismicidad inducida por la fracturación hidráulica. Generalmente los temblores son indetectables en superficie y sólo se han documentado dos casos directamente relacionados con el proceso de estimulación: uno al norte del Reino Unido y el otro en Ohio (Estados Unidos), amén de otros tres posibles en los que los eventos sísmicos se han notado en superficie, pero sin que en ninguno de ellos produjera daños, por no ser su intensidad lo suficientemente alta. Por ejemplo, el de Ohio alcanzó una magnitud de 3 en la escala de Richter que no causó daños y se percibió en un radio de menos de dos kilómetros de la explotación.

Actualmente se utiliza la microsísmica como herramienta de control de la eficiencia operacional y de las fracturas que se van extendiendo. Consiste en colocar unos geófonos, que son sensores que detectan la sismicidad de pequeña magnitud, en pozos perforados en el área de explotación para controlar y conocer mejor la extensión de las fracturas producidas. Se monitorizan y controlan así los eventos sísmicos que se producen durante una operación de fracturación y se determinan las zonas afectadas por nuevas fracturas.

Respecto a la polución del aire, la mayoría de las emisiones se debe al tráfico de camiones y al funcionamiento de la maquinaria de los sondeos y bombeo; un proceso que dura relativamente poco (unos dos meses en Estados Unidos, a profundidades de 2000 m) y que produce, sobre todo, dióxido de carbono, un gas de efecto invernadero. También suele haber escapes de metano, de dióxido de carbono y de nitrógeno durante el reflujos que sigue a la fracturación. Estos gases son simi-

Las grietas producidas, o estimuladas de esta forma incrementan notablemente el área de roca rica en hidrocarburos, que se expone a la influencia del sondeo. En una perforación convencional, tan sólo las paredes del pozo permiten el flujo de gas natural, o cualquier otro hidrocarburo

La explotación de estos recursos no convencionales requiere disponer de abundante agua, que debe seguir un ciclo aislado de las aguas naturales del terreno



pie de foto

lares a los que se usan como combustible y producen la misma contaminación. Para evitar el escape de estos gases y para separarlos en fracciones se utilizan válvulas de control del pozo.

La fracturación hidráulica requiere un marco legal adecuado. El derecho español de minas incluye, en el mismo marco jurídico, los hidrocarburos convencionales y los no convencionales. La regulación en España es muy rigurosa y la exploración y explotación se realiza bajo los estándares exigentes de las normativas de seguridad y protección al medio ambiente implementadas en las leyes europeas UE (Directivas y Reglamentos). La exploración mediante sísmica marina y la perforación de sondeos están sujetas a evaluación simplificada de impacto ambiental y la fracturación hidráulica y la producción de hidrocarburos a evaluación ordinaria de impacto ambiental (Martín, 2014). Sin embargo, por falta de la investigación adecuada, tampoco se conoce exactamente el potencial de nuestro país ni las posibles reservas que cabría esperar. Moreu (2012) presenta los presupuestos del debate jurídico sobre la fractura hidráulica en España, los permisos solicitados y concedidos en territorio nacional de yacimientos no convencionales y discute si sería jurídicamente admisible una moratoria o prohibición como en otros Estados miembros de la UE.

Impacto en la economía de la nueva tecnología

El impacto de la fracturación hidráulica en la economía mundial viene de la explotación de gas natural no convencional. Actualmente, casi toda la producción mundial de gas no convencional viene de Estados Unidos y Canadá y, gracias a ello, los Estados Unidos superaron a Rusia en 2009 como el mayor productor de gas del mundo. En total, los recursos de gas no convencional pueden añadir entre el 60 y el 200 % a las reservas mundiales, pero aún no se conoce bien cómo se extenderá al resto del mundo, donde los recursos están aún casi inexplorados (Alonso y Mingo, 2010).

A título de ejemplo, en Estados Unidos se generaron un millón setecientos mil empleos por la actividad derivada de

los recursos energéticos no convencionales (un millón y cuarto en los estados productores y algo menos de medio millón en los estados no productores) del total de algo más de nueve millones de puestos de trabajo que emplea la industria del petróleo y el gas. Por su parte, el gobierno americano ingresó 63.000 millones de dólares a cuenta de esta actividad industrial.

Además, la contribución del gas no convencional a la oferta de crudo ha supuesto un notable descenso de los precios, una reducción del consumo de carbón y la sustitución de gran parte de las centrales eléctricas de carbón por gas. Ello ha supuesto una reducción de las emisiones de dióxido de carbono, que han caído hasta los niveles de 1995 (Hernández, 2013). Gracias a ello, Estados Unidos ha cumplido los compromisos de reducción de emisiones establecidos en el protocolo de Kioto sin haber fir-

mado dicho tratado e incrementado el consumo energético en estos años y, además, a pesar de ser el mayor consumidor de energía mundial, ha pasado de ser importador neto de gas en las últimas décadas a ser autosuficiente en 2013. Un aspecto algo menos deseable para Europa es que parte del carbón excedentario en Estados Unidos, que ha bajado de precio, se exporta a Alemania, cuyos niveles de emisiones son similares a los de antes de la reunificación. También el Reino Unido está incrementando las emisiones de dióxido de carbono porque está pasando de quemar gas a quemar carbón en las centrales térmicas.

Las posibilidades de explotación en otros países del mundo están en plena evaluación. A día de hoy, las mayores reservas parecen estar en China, EE.UU, Argentina, México y Sudáfrica. En 2014, los mayores descubrimientos están en Gabón, Tanzania y Mozambique, pero hay muchos más (Martín, 2014). Los de Oriente Próximo y Norte de África están todavía sin evaluar.

En Europa las reservas parecen ser menores, pero la explotación de estos recursos está aún muy poco desarrollada. Polonia parece ser la zona más prometedora. También se están explorando diversas regiones de Alemania, Reino Unido, Francia, Suecia y Austria. En España, casi toda la exploración de los hidrocarburos no convencionales se centra en las cuencas Vasco Cantábrica, Pirineo occidental, Ebro occidental, Duero oriental, Cameros, parte de la Ibérica y Maestrazgo. La fracturación hidráulica no es rentable en los sondeos en el mar (offshore).

En cuanto a la percepción social, según una encuesta de Sigma Dos para la ACIEP (Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración y Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo), de 2014 el 95% opina que es importante que España genere la mayor parte de la energía que consume, y el 81% opina que no hacerlo supone un riesgo para el país, el 61% aprueba la exploración en España, pero baja al 45% cuando se trata de explorar en su provincia (efecto NIMBY: *not in my back yard*, no en el patio de mi casa) y más del 72% no ha oído hablar de la técnica del *fracking*. Por otra parte, el 55% cree que España tiene recursos

naturales suficientes para reducir su dependencia exterior de hidrocarburos y cree que el motivo de que no aumente la exploración se debe (32%) a que no se han creado planes desde la Administración o (30%) a los riesgos ambientales que acarrearía la explotación (Martín, 2014).

Conclusiones

El uso combinado de técnicas de sondeos horizontales y fracturación hidráulica progresiva ha permitido acceder a recursos energéticos inaccesibles hasta ahora, abriendo la puerta a la explotación masiva de enormes yacimientos cuya distribución mundial no es aún bien conocida.

Lo que es indudable es que, de no haber sido por la fracturación hidráulica, el mercado estaría en crisis y los precios del crudo serían más elevados.

Referencias

ALONSO, A. Y MINGO, M., 2010. La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas). Una revolución silenciosa, *Cuadernos de Energía*. 28: 5-17.

HERNÁNDEZ, F., 2013. Gas no convencional: características y aspectos tecnológicos. *Asociación de Geólogos y Geofísicos Españoles del Petróleo (AGGEP)*. Inédito. 28 págs.

MARTÍN, A., 2014. La perspectiva social. La percepción y la participación de la sociedad en la exploración, producción y procesamiento de recursos energéticos propios. ACIEP. *XIII Seminario Internacional sobre Energía y Medio Ambiente, Gas natural Fenosa*. Madrid. Inédito.

MARZO, M., 2008. Recursos convencionales y no convencionales de petróleo y gas. *Enseñanza de Ciencias de la Tierra*. 163: 218-228.

MARZO, M., 2010. El suministro global de petróleo. Retos e incertidumbres. *Cuadernos de Energía*. 29: 56 págs.

MARZO, M., 2014. La perspectiva física. Evaluación de los recursos disponibles, de su calidad y de su aplicación. *XIII Seminario Internacional sobre Energía y Medio Ambiente, Gas natural Fenosa*. Madrid. Inédito.

MOREU, E. 2012. Marco jurídico de la extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica (fracking). *Revista Catalana de Dret Ambiental*. 3(2):1-43.

RYLANCE, M., 2014. Caso práctico 1: El “shale gas” y la tecnología de fractura hidráulica en los Estados Unidos. Unconventional gas and hydraulic fracturing, BP Issue Briefing. *XIII Seminario Internacional sobre Energía y Medio Ambiente, Gas natural Fenosa*. Madrid. Inédito.

SÁNCHEZ DE LA CRUZ, D., 2015. Los cuatro datos clave que explican el boom del fracking. *Libre Mercado*, 12-01-2015

ca (fracking). *Revista Catalana de Dret Ambiental*. 3(2):1-43.

RYLANCE, M., 2014. Caso práctico 1: El “shale gas” y la tecnología de fractura hidráulica en los Estados Unidos. Unconventional gas and hydraulic fracturing, BP Issue Briefing. *XIII Seminario Internacional sobre Energía y Medio Ambiente, Gas natural Fenosa*. Madrid. Inédito.

SÁNCHEZ DE LA CRUZ, D., 2015. Los cuatro datos clave que explican el boom del fracking. *Libre Mercado*, 12-01-2015

Resumen

La fracturación hidráulica es una técnica conocida y utilizada industrialmente desde hace casi setenta años, pero en las dos últimas décadas ha experimentado un avance espectacular. Trata de explotar los denominados “hidrocarburos no convencionales”: estos recursos pueden contribuir a la seguridad energética global de modo sostenible y rentable; además, pueden contribuir a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Sin embargo, recientemente se ha desarrollado una preocupación social sobre los efectos ambientales y sociales que pueden causar tales explotaciones, contaminando el subsuelo y los acuíferos subterráneos de aguas potables. No obstante, la fracturación se realiza a una profundidad mucho mayor que la de los acuíferos y, si se aplican las prácticas adecuadas de perforación y cementación de los pozos, no deberían verse afectados.

Se discuten brevemente las técnicas empleadas, las principales objeciones y el impacto económico mundial de su uso a gran escala.

Abstract

Hydraulic fracturing operation has been known and used in industry for almost 70 years, but it has boomed in the last two decades. It intends to develop and produce natural gas from unconventional hydrocarbons; these resources can contribute affordably to global energy security; besides they can help to reduce emissions of greenhouse gases.

However, there is recent social concern about potential environmental and community impacts of unconventional operations upon underground contamination, particularly water aquifers. As hydraulic fracturing is performed thousands of metres below the maximum depth of aquifers, if the correct techniques are applied during drilling and cementation of wells, the risk of contamination is almost negligible.

A brief discussion of the techniques used, the main objections raised, and the global economic impact of their massive use is presented.