La fractura hidráulica. Retos y problemática asociada a su aplicación

Rubén Pérez-Álvarez*, Gema Fernández-Maroto**, David Fernández-López* y Raúl Husillos-Rodríguez*
* Departamento de Transportes y Tecnología de Proyectos y Procesos.
** Departamento de Ciencias de la Tierra y Física de la Materia Condensada.
Universidad de Cantabria. Escuela Politécnica de Ingeniería de Minas y Energía.

1. INTRODUCCIÓN

El constante incremento en la demanda energética a nivel internacional y el paulatino agotamiento de las reservas de hidrocarburos, circunstancia común a otros tipos de recursos mineros ajenos a los puramente energéticos, conduce a la prospección y explotación de reservas anteriormente consideradas como no viables. Dicha política resultará únicamente factible en aquellos casos en los que la tecnología avance hasta alcanzar los requerimientos asociados a dichos planteamientos, dentro de unas condiciones de probada rentabilidad.

Dadas las menores emisiones de CO_2 asociadas a su combustión, el aprovechamiento del gas fue planteado por las empresas productoras de gas natural y petróleo como una vía de transición entre las políticas basadas en el carbón, y los planteamientos de mixes energéticos centrados en los recursos renovables [1], además de como una fuente de reservas de ingente magnitud que, por ejemplo en el caso americano, contribuiría a satisfacer las demandas de gas natural sin recurrir a la importación, consiguiendo reducir sensiblemente los precios de mercado.

Estas circunstancias son las que rodean el aprovechamiento del denominado "*gas no convencional*", que posteriormente será debidamente definido, y a raíz del mismo surge la adaptación y combinación de tecnologías anteriormente empleadas de forma independiente a escalas más modestas, como la fractura hidráulica o "*fracking*", y la perforación dirigida u horizontal, procedimiento de desarrollo más reciente.

Los planteamientos anteriormente recogidos, que a priori podrían parecer ventajosos en múltiples sentidos, conllevan una serie de riesgos potenciales de índole ambiental, algunos de ellos demostrados y otros aún no consensuados por la comunidad científica internacional, dada la relativa modernidad de esta sistemática de explotación.

El objeto del presente artículo reside en realizar un recorrido de carácter expositivo por los principales aspectos relativos a la aplicación de esta sistemática de beneficio, prestando atención igualmente a la problemática medioambiental a los que debe hacer frente.

2. LA FRACTURA HIDRÁULICA

2.1. EL GAS NO CONVENCIONAL

En base a criterios económicos y geológicos/ingenieriles es posible establecer definiciones del concepto "*gas no convencional*" [2]. Atendiendo a los criterios económicos, se entiende por "*gas no convencional*" aquel que no puede ser beneficiado sin la asistencia de procesos de estimulación masiva o tratamientos particulares, que no son requeridos en los procesos convencionales de aprovechamiento de hidrocarburos.

Por otro lado, acudiendo a conceptos geológicos e ingenieriles, respondería a aquel recurso dispuesto en una formación continua de baja permeabilidad (e.g. un estrato de pizarra o carbón), en lugar de en un almacén geológico poroso al que habría migrado a partir de un estrato de origen, y que se vería confinado por la existencia de un estrato suprayacente de baja permeabilidad.

Atendiendo a la composición química, no existen diferencias sustanciales con respecto a la del gas natural comúnmente explotado, por lo que puede afirmarse que la designación únicamente hace referencia a la particularidad de los procesos empleados para la extracción, lo que conlleva una mayor dificultad asociada a su beneficio.

En base a la aplicación de las tecnologías de fractura hidráulica, se puede establecer una clasificación de las fuentes principales de gas no convencional, destacando las reservas del denominado "gas de pizarra, de esquisto o de lutitas" ("*shale gas*"), del gas asociado a las formaciones arenosas muy estratificadas ("*tight gas*") y del metano contenido en lechos de carbón ("*coal bed methane*") [3].

El denominado "*shale gas*" procede de una pizarra, en este caso una roca sedimentaria relativamente blanda, de grano muy fino, nula solubilidad en agua y marcada exfoliación en lajas. Sus estratos actuarán como origen del gas y almacén para el mismo, pudiendo darse éste en dos variantes fundamentales: libre en los poros de la roca o fracturas del macizo, o adsorbido en la superficie de los minerales y la materia orgánica que puedan constituir la pizarra. El predominio de una u otra componente condicionará sensiblemente la eficiencia y rapidez del método de extracción. La profundidad a la que estas reservas pueden presentarse oscila entre los 76 y los 2500 metros, siendo las más frecuentes aquellas comprendidas por encima de los 1400 m. Sus espesores pueden alcanzar los 135 m. [2]

Otra variante de combustible no convencional a destacar es el "*tight gas*", asociado a formaciones sedimentarias arenosas fuertemente estra-

tificadas y cementadas, coartando las posibles migraciones del gas, por lo que para su liberación se requieren las prácticas de estimulación por fractura hidráulica.

Una de las principales desventajas asociadas a la explotación del metano adsorbido al carbón, constituyente de la tercera tipología señalada, reside en el tiempo que debe emplearse con anterioridad al inicio de la producción en reducir la presión del agua existente en los estratos con el fin de favorecer la desorción del gas, proceso que puede alcanzar dos años. Durante el resto de vida del proyecto se requerirá garantizar condiciones compresivas, destinadas a favorecer el flujo del gas liberado. Este tipo de procesos serán tanto más necesarios cuanto menor sea el índice de fracturación del macizo

2.2. EL PROCESO DE FRACTURA HIDRÁULICA

La fractura hidráulica no es en sí un proceso nuevo, sino que se viene empleando a menor escala como tecnología de estimulación de la producción de gas y petróleo en pozos norteamericanos desde mediados del siglo pasado. Durante la perforación, la intersección con estratos de determinada dureza o permeabilidad, requería la inyección de grandes volúmenes de mezclas de agua, arena y aditivos químicos, que facilitasen la apertura de fisuras y la liberación del gas. La relativa novedad de la técnica reside en su combinación con la denominada perforación direccional u horizontal, que permite alcanzar giros del útil de perforación de hasta 90º. Esto posibilita el avance conforme a la dirección de la capa que interese explotar, en longitudes que variarán por lo general entre los 300 y los 1500 m [3]. La aplicación conjunta de ambas metodologías puede generar en las pizarras accesibles a un mismo pozo fracturas cuya superficie alcance 9,2 millones de metros cuadrados, considerándose como adecuada para optimizar el solapamiento entre pozos adyacentes una distancia entre ellos no inferior a los 300 metros. [4] La ejecución de las labores de perforación y

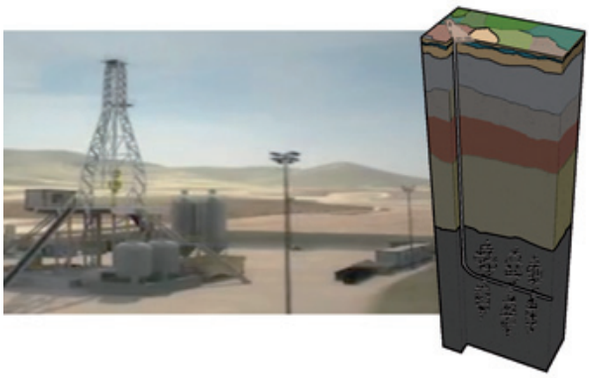


Fig.1: Recreación digital de un emplazamiento de extracción [6]. Esquema de un pozo con desarrollo lateral

fractura deberán adaptarse a las particularidades de cada yacimiento, por lo que las fases que se expondrán seguidamente podrán variar entre pozos.

La perforación del pozo se desarrolla en fases de profundidad variable, en función de la estratigrafía existente. La primera de ellas se prolonga hasta superar la base de los acuíferos de consumo que pudiesen atravesarse, en una longitud por lo general comprendida entre 6 y 15 metros [5]. Se recurre a una metodología similar a la empleada en la ejecución de pozos de captación de agua, basada en la perforación rotativa. Alcanzado dicho punto, se colocará la tubería metálica que lo unirá con la superficie. Para anclarla debidamente al terreno, se inyectará a través de dicho conducto cemento, que ascenderá por el espacio anular comprendido entre la tubería y las paredes del pozo. Se busca aislar el acuífero de posibles migraciones de metano o de los fluidos empleados en la fractura hidráulica. Tras proseguir el descenso unos metros más, la perforación se detiene con el fin de realizar ensayos que garanticen la robustez de la infraestructura dispuesta. Las etapas posteriores serán análogas a la anteriormente recogida, alcanzando la segunda el techo de la formación de interés, y atravesándola la tercera. Dada la importante información relativa al estrato de interés que puede aportar esta última fase, durante la perforación se recuperan testigos continuos de sondeo que someter a ensayos, y con anterioridad a la disposición de la tubería y el revestimiento, se realizará un reconocimiento detallado del macizo mediante métodos de testificación geofísica.

Existe por tanto un conjunto tubería-revestimiento en la zona de producción, dos en la longitud comprendida entre la zona inmediatamente inferior a la base del acuífero y el techo de la formación rica en gas, y tres en las zonas de posible afección a las reservas de agua. La sucesión de fases conlleva una reducción en los diámetros de las tuberías, desde los 40-50 cm de las dispuestas en superficie a los 11 cm de las situadas en fondo.

Alcanzada la formación, puede plantearse una estimulación directa, o la realización de un direccionamiento en la perforación mediante la descrip-

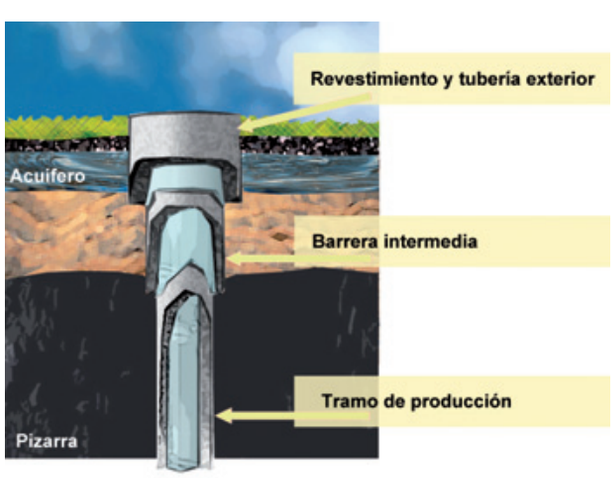


Fig.2: Disposición de revestimientos a lo largo del pozo

ción de una trayectoria circular cuyo radio puede alcanzar los 180 metros, hasta disponerse horizontalmente, avanzando entonces a favor de la dirección de la capa.

El proceso de fractura hidráulica propiamente dicho comienza tras concluir la perforación y, como ya se ha señalado, se fundamenta en la inyección de un fluido base en el que deben introducirse una serie de aditivos destinados, entre otros fines, a la apertura de grietas, y de materiales que eviten el cierre de dichas fisuras, de modo que se permita el flujo del gas.

Los trabajos se desarrollan en base a tramos máximos de unos 100 metros. Para permitir el acceso de gas a la tubería, se aplican pequeñas cargas explosivas, unas 33 por cada 100 metros. El consumo total de explosivo asociado a dicho tramo suele ser de 1 kg. La acción de estas cargas genera pequeños conductos de unos 2 cm de diámetro por 40 cm de longitud que atraviesan la tubería, el revestimiento, y se introducen en la roca.

Pueden proponerse las fases de desarrollo recogidas seguidamente para el proceso de fractura hidráulica si bien, como ya se ha mencionado, cada región y pozo requerirán un tratamiento distinto.

La primera etapa busca garantizar la adecuada apertura del conducto por el que han de circular los fluidos posteriormente inyectados. Para ello se introducen miles de litros de agua mezclados con un ácido diluido (e.g. ácido clorhídrico). Esta solución elimina los posibles residuos de cemento existentes en las tuberías y diluye los carbonatos, favoreciendo así la apertura de fracturas en las cercanías del pozo.

La segunda fase comprende la inyección de unos 380.000 litros de fluido de fractura sin adicción de material de sostenimiento, con el fin de abrir las fracturas para que posteriormente pueda ingresar la arena destinada a evitar el cierre de dichas grietas [5].

La tercera etapa, de sostenimiento, puede dividirse en varias subrutinas de inyección de agua en combinación con los materiales de sostenimiento, arenas finas o cerámicos, de grosor variable.

La presencia de estas fracciones, además de mantener las fisuras abiertas, mejora la operación de fractura una vez que la presión se reduzca, ya que actúan como micropilares que mantienen separadas las paredes de las fisuras. Esta fase podrá requerir el uso de varios cientos de miles de litros de agua.

La siguiente operación comprende la inserción de un tapón obturador en el interior de la tubería, con el fin de separar el tramo asociado a la zona ya fracturada de los que se tratarán posteriormente.

Una vez se repitan las fases anteriores hasta completar toda la longitud de tubería correspondiente a la zona a fracturar, debe activarse el flujo para realizar la limpieza del pozo y la puesta en gas del mismo, por lo que se deben perforar los tapones dispuestos entre secciones. Se liberará así el gas en una primera prueba de producción de corta duración, previa a la puesta en marcha definitiva [6].

Los volúmenes finales de líquido de fractura requeridos para el proceso varían en función de las condiciones de la capa a explotar, pero para el desarrollo de un único lateral, pueden requerirse entre 7 y 15 millones de litros de agua y de 57.000 a 227.000 litros de

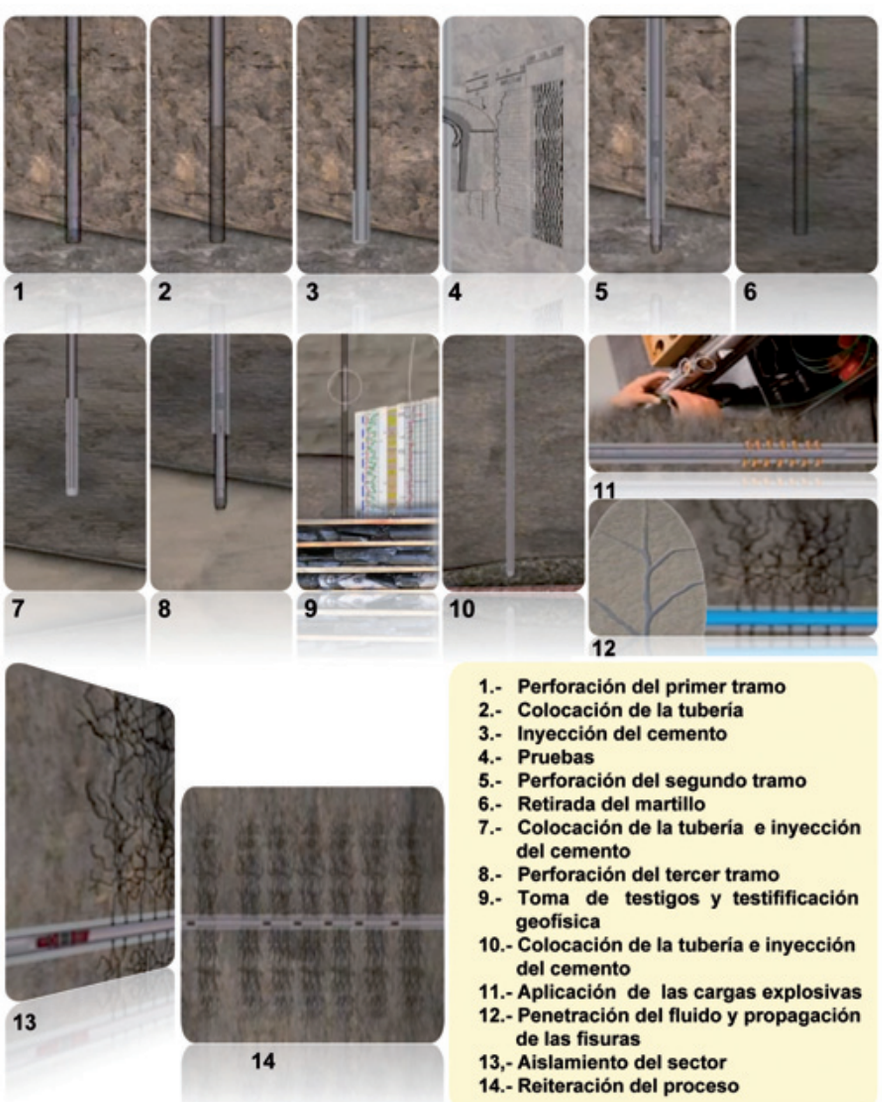


Fig. 3: Fases de operación [6]

aditivos [7]. En apartados posteriores se reseñarán algunos de los principales.

2.3. INCIDENCIA DEL "FRACKING" EN ESTADOS UNIDOS. PERSPECTIVA EUROPEA

A comienzos de los 2000, la producción de gas estadounidense se encontraba en retroceso constante aún a pesar de la creciente actividad de perforación. Esto supuso una subida de los precios de mercado, barajándose como opción posible la importación desde trabajos desarrollados en Oriente Medio y África. El súbito incremento de la producción energética relacionada con la tecnología de fractura hidráulica registrado a partir de 2004, ha supuesto una reducción en los precios del gas natural. El aprovechamiento de dichas reservas autóctonas fue posibilitado por la labor de empresas no mayoritarias del sector, que desarrollaron la conjunción de las técnicas de perforación horizontal y fractura hidráulica, eficientes por separado [8].

En 2005 el Congreso de los Estados Unidos liberó las técnicas de "*fracking*" de la regulación comprendida bajo el marco del *Safe Drinking Water Act* [9], en base al informe "*Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs*", de la *US Environmental Protection Agency* estadounidense (EPA), en el que se afirmaba que dichos procedimientos suponían una amenaza mínima para el agua potable. La EPA anunció el 18 de marzo de 2010 el desarrollo de un estudio destinado a investigar los potenciales efectos adversos del "*fracking*" para la salud pública y la calidad de las aguas, esperado para finales de 2013.

El gas natural satisface un 25% de la demanda energética estadounidense y podría llegar a alcanzar un porcentaje del 50% en 2035 [10]. De acuerdo con el *American Petroleum Institute*, el ratio de gas no convencional en base a la producción total estadounidense podría incrementarse del 42% registrado en 2007, a un 64% en 2020 [11].

Un estudio desarrollado por investigadores del *Massachusetts Institute of Technology* sugirió que el gas natural debería jugar un papel más importante en el balance energético estadounidense futuro, pudiendo con poca inversión reducir en un 8% las emisiones de CO_2 al minimizarse la dependencia del carbón. En dicha investigación se ponían de manifiesto los retos ambientales asociados a la extracción del gas no convencional, pero se afirmaban asumibles, considerando además la importancia del error humano en dichos sucesos potenciales. Se instaba igualmente a establecer un marco legislativo más exigente con respecto a la posible afección a acuíferos. A este respecto Texas desarrolló una ley por la que las empresas explotadoras deben hacer pública exposición de la relación de aditivos químicos contenidos en sus fluidos de fractura hidráulica en páginas web. Dicha ley entró en vigor a comienzos del pasado mes de Julio de 2012 [12].

La adopción en Europa de dicha tecnología a igual escala que en Estados Unidos aún a día de hoy es incierta, existiendo marcos legislativos distintos aún incluso en la regulación de los propios derechos de explotación de los recursos. Así por ejemplo, a nivel nacional, la Ley 54/1980 establece la creación de la denominada Sección D, constituida por los carbones, minerales radiactivos, recursos geotérmicos, y cualquier otro tipo de yacimiento mineral o recurso geológico de interés energético. Los derechos de aprovechamiento o cesión de las zonas de reserva asociadas a recursos de dicha sección recaen sobre el propio Estado y no en el poseedor de las tierras, como sucede en Estados Unidos.

Las estrategias adoptadas en relación a la fractura hidráulica varían notablemente entre los diversos países europeos. Así, Polonia ha otorgado licencias de exploración a más de una veintena de firmas, si bien no se espera que la producción comience hasta 2014 [13]. Por otro lado, Francia, rica en reservas potencialmente explotables, ha impuesto una moratoria que no se levantará hasta que exista un adecuado análisis y valoración de los riesgos asociados a dicha tecnología. A este respecto, los resultados del informe de la EPA anteriormente señalado pueden suponer un punto de inflexión en el rumbo adoptado por dicho país en la producción de gas no convencional.

A nivel nacional destaca por su importancia la *Formación Valmaseda* (Albiense Medio-Cenomaniense Inferior), objeto de estudio del Permiso de Investigación "*Gran Enara*", localizada en Vitoria Gasteiz y otros municipios alaveses. Las reservas estimadas se situarían en el entorno de los 180.000 millones de metros cúbico, equivalente al consumo de gas nacional de cinco años, con un valor de mercado que alcanzaría los 30.000 millones de euros [6].

2.4. PROBLEMÁTICA AMBIENTAL

2.4.1. Fluidos empleados en la fractura hidráulica

Existen miles de productos químicos que podrían ser empleados como aditivos, dependiendo en gran medida de las condiciones específicas del pozo, del agua y de la propia formación a fracturar. Varias son las funciones que dichos compuestos podrán desarrollar, destacando las de generación de fracturas y transporte. Otros agentes fundamentales son los reductores de rozamiento, que permiten el bombeo de los fluidos de fractura, la arena de sostenimiento y otros compuestos, en mayor porcentaje y a menor presión de la que se requeriría en el caso de no utilizarse este tipo de aditivos. Se recurre igualmente al uso de biocidas y otros estabilizadores con el fin de prevenir la oxidación de los elementos metálicos del conducto. La Tabla 1 recoge un listado con aditivos de uso habitual.

Estudios recientemente desarrollados en Alemania [14], han concluido que de los aditivos empleados en la fractura hidráulica entre un 1% y un 2% deben ser clasificados en base a los criterios relativos a riesgos físicos, contra la salud o el medio ambiente establecidos en el Anexo I de Reglamen-

to (CE) nº 1272/2008. Además, estos aditivos requieren el cumplimiento de una serie de rutinas de transporte, almacenamiento y etiquetado. En un futuro debería buscarse su reducción, evitando especialmente aquellos aditivos con probado o potencial carácter tóxico, carcinógeno o mutagénico. Las concentraciones de dichos aditivos se sitúan en umbrales inferiores al 0,1%, por debajo del criterio establecido para la consideración de una mezcla como peligrosa, por lo que el fluido resultante no puede estimarse como tal en base a la aplicación de la regulación anteriormente señalada.

A priori es difícil establecer una valoración del grado de contaminación que un acuífero está expuesto a alcanzar, dada la importancia de las condiciones locales. Si se considera la aplicación de los valores límite establecidos en la Directiva Europea acerca de la calidad del agua para el Consumo Humano, las concentraciones resultantes de diluciones comprendidas entre 1:10.000 y 1:100.000 aseguran, para un consumo diario de 2 litros de agua a lo largo de toda la vida y una reducción del 90% en los umbrales considerados como tolerables, la obtención de parámetros aceptables.

2.4.2. Emisiones y posibles vías de migración de fluidos

A la hora de determinar los principales focos de problemática ambiental asociada a los procesos de "*fracking*", pueden considerarse varios aspectos de gran importancia, como las ingentes cantidades de agua de proceso requeridas para el desarrollo de la estimulación. Aun cuando la industria pueda plantear el reaprovechamiento de fluidos, garantizar su abastecimiento puede suponer un problema, especialmente en aquellas regiones con un balance hídrico deficitario.

Otro aspecto a destacar reside en el escape de metano y otros volátiles orgánicos a la atmósfera durante las labores de ejecución del pozo y en el propio proceso de extracción y gestión del gas. Además, hay tener en cuenta que el metano resulta explosivo para concentraciones comprendidas entre el 5 y el 15% de mezcla en aire. Durante el periodo de puesta en flujo del pozo, en el que puede regresar hasta un 75% del volumen de líquido inyectado [7], resulta habitual el almacenamiento de los efluentes en tanques o estanques al aire libre para su posterior retirada por gestor autorizado, lo que conlleva una posible pérdida de gas.

La EPA ha propuesto una serie de normas destinadas a la reducción de las emisiones de compuestos volátiles orgánicos, con dos marcos temporales de aplicación, anterior y posterior al 1 de enero de 2015 respectivamente. Las medidas prescritas consisten en la combustión completa de los volátiles orgánicos inicialmente, y en la aplicación de "*green completions*", procesos que mediante la aplicación de equipos para procesar y condensar el gas, permiten su introducción en la red de suministro y su posterior comercialización, con el consiguiente interés desde el punto de vista económico. La adopción de estas medidas, que según *Devon Energy Corporation* pueden llegar a amortizarse en periodos inferiores a

Función	Compuesto
Surfactante	2-Butoxietanol, Alcohol Isopropílico, Etanol, Metanol, Naftaleno, Sulfato de Laurilo.
Inhibidor de la corrosión	Acetaldehído, Metanol.
Ajuste del Ph	Ácido Acético, Carbonato Potásico, Carbonato Sódico, Hidróxido Potásico, Hidróxido Sódico.
Control del hierro	Ácido Acético, Ácido Cítrico, Ácido Triglicólico, Eritorbato Sódico.
Agentes fracturantes	Ácido Clorhídrico, Cloruro cálcico, Cloruro sódico, Óxido de magnesio, Peróxido de magnesio, Persulfato Amónico.
Inhibidor de la corrosión	Ácido fórmico, Isopropanol.
Biocida	Cloruro de Amonio Cuaternario, Glutaraldehído, Sulfato de Tetrakis Hidroximetilfosfonio.
Estabilizador de arcillas.	Cloruro de tetrametilamonio, Cloruro de trimetiletanolamonio.
Inhibidor de costras	Copolímero de Acrilamida y Acrilato Sódico, Policarboxilato Sódico, Sal de ácido fosfónico.
Reductor de la fricción	Destilado de Petróleo, Fracción ligera de destilado de petróleo tratada con Hidrógeno, Etilenglicol, Poliacrilamida.
Agente gelificante	Destilado de Petróleo, Fracción ligera de destilado de petróleo tratada con Hidrógeno, Goma de Guar, Metanol, Metanol, Mezcla de Polisacáridos.
Agente anti-emulsificante	Etilenglicol, Isopropanol, Sulfato de Laurilo.
Anticongelante	Isopropanol, Metanol.
Estabilizante	Etilenglicol, Isopropanol, Metanol.
Polimerizador	Ácido Bórico, Complejo de Zirconio, Destilado de Petróleo, Fracción ligera de destilado de petróleo tratada con Hidrógeno, Etilenglicol, Isopropanol, Metaborato Potásico, Sales de Boratos, Tetraborato Sódico, Zirconato de Trietanolamina.

Tabla 1: Aditivos más comunes empleados en los procesos de fractura hidráulica [5]

dos años, puede reducir las emisiones en un 95% durante el periodo estimado de 3 a 10 días en el que se registra el flujo de retorno.

Así mismo, es importante considerar la posible afección a acuíferos, pudiendo ésta deberse a las filtraciones de metano o fluidos de "*fracking*" procedentes del propio pozo, como consecuencia de un revestimiento insuficiente o deteriorado, o bien a escapes de las balsas o tanques dispuestos para el almacenaje de fluidos de retorno previo a tratamiento por gestor autorizado. Dada la salinidad y presencia de aditivos, los efluentes de retorno no pueden ser tratados en plantas convencionales diseñadas para la gestión de aguas urbanas [14].

Cabe igualmente contemplar un segundo vector de riesgo de afección a los acuíferos, asociado al potencial ascenso del metano, de los fluidos inyectados, o incluso de salmueras procedentes de las formaciones explotadas. Esta vía vendría condicionada por la extralimitación de las grietas generadas por el proceso de fractura con respecto a las capas de interés, pudiendo comunicarse con otras naturales preexistentes, y facilitando así caminos preferentes para el transporte de dichos compuestos.

A este respecto puede destacarse la importancia de un estudio desarrollado a partir de 68 muestras recolectadas de acuíferos de Pensilvania y Nueva York asociados a la gran *Formación Marcellus* de pizarras, que testimoniarían una evidencia sistemática de concentraciones de metano en agua de consumo las cercanías de emplazamientos de extracción de gas no convencional [15]. A distancias inferiores a 1 kilómetro con respecto a pozos activos, la presencia media de dicho compuesto resultó muy superior a la localizada en puntos más lejanos, caracterizados por contextos geológicos similares (19,2 mg/l frente a1,1 mg/l). Los resultados obtenidos en las cercanías de pozos abandonados resultaron mucho más negativos, guardando una posible relación con revestimientos deficientes. Las características de los isótopos y el ratio de hidrocarburos de cadena larga de las muestra tomadas en las cercanías de pozos en activo indicaban además un origen termogénico del metano. Si bien se establece una cierta relación entre la migración del gas señalado y la proximidad a focos productivos, no se evidencia la presencia de salmueras o de fluidos empleados en el proceso de fractura. Con anterioridad al desarrollo de este trabajo, ya había ciertas evidencias de avances de salmueras a través de los macizos suprayacentes a formaciones evaporíticas, si bien estas formas de transporte advectivo pueden llegar a requerir decenas de miles de años [4]. La aplicación del "*fracking*" podría favorecer la coalescencia de fracturas naturales existentes en las rocas, máxime al considerar la acción solidaria y simultánea de múltiples pozos, reduciendo dichos plazos de transporte en varios órdenes de magnitud. Se constituirían por tanto sistemas eficaces de migración de los fluidos.

Este estudio abrió un importante debate, obteniendo prontas respuestas que desestimaban sus afirmaciones en base a la limitación de los datos expuestos, la variedad de isótopos aparecidos en las muestras (atribuyendo esa diversidad a una mezcla de gases procedentes de diversas formaciones) [16] o la distancia existente entre los límites superiores alcanzadas por las grietas y los acuíferos, superiores en muchos casos a los 600 m según los resultados de los registros sismológicos [17] (dicha tecnología permite además de caracterizar adecuadamente las redes de fisuras inducidas y el propio yacimiento [18]. Comentario aparte merecerían las hipótesis establecidas en base a la posible influencia de la fractura hidráulica en la generación de movimientos sísmicos en el entorno de los emplazamientos de extracción). Todos estos argumentos desestimarían el efecto de la fractura "fuera de formación" en la migración de fluidos para el caso concreto de la Formación Marcellus [7].

La ausencia de una referencia temporal previa a perforación en el muestreo anteriormente señalado difumina en cierta medida la afirmación de la existencia de una relación causal entre la fractura hidráulica y la migración de metano, circunstancia que los propios autores reconocen, pero aseguran será subsanada en futuras publicaciones, dado que cuentan con muestras de zonas en las que se prevé se emplazarán pozos de extracción, y cuya evolución será estudiada una vez comiencen las actividades [19]. Los autores defienden igualmente en posteriores publicaciones la legitimidad de las conclusiones obtenidas en el artículo original [20]. En cualquier caso, y cambiando el área de estudio, existen evidencias documentadas por parte de la *British Columbia Oil and Gas Comission* de 19 pozos que indujeron interconexiones no imprevistas [7]. La industria por su parte defiende que el riesgo de propagación de las fracturas hasta niveles que comprometan la integridad de los acuíferos puede ser reducido mediante buenos análisis geomecánicos, y una precisa monitorización de la actividad de fractura.

3. REFLEXIONES FINALES

La aplicación de la metodología de fractura hidráulica, en combinación con la perforación horizontal o realizada al margen de ésta, ha permitido considerar la explotación de las reservas de gas no convencional, anteriormente inviable desde el punto de vista técnico. Este gas se compone fundamentalmente de metano, no difiriendo por tanto del gas natural explotado por metodologías convencionales. Las menores emisiones de CO_2 asociadas a la combustión del gas natural con respecto al petróleo o al carbón hacen que determinados sectores lo consideren una fuente energética de transición, a medio camino entre dichos recursos fósiles tradicionales y las energías renovables. El aprovechamiento del gas no convencional conllevaría a priori una serie de beneficios de índole económica, que pueden resultar interesantes tanto para las empresas explotadoras como para aquellos países que consideren su aprovechamiento, garantizan-

do una satisfacción total o parcial de la demanda de gas natural con una producción íntegramente nacional. Puede señalarse como ejemplo el yacimiento alavés citado anteriormente.

Existen varios aspectos ambientales asociados a la aplicación de esta tecnología que condicionan su generalización. Algunos de ellos son problemáticas constatadas, como la posible afección a acuíferos por la migración de fluidos a través de revestimientos inadecuados (se han analizado en el artículo las medidas previstas en la perforación para evitar tal circunstancia), el consumo de agua asociada al proceso, la gestión de efluentes o la emisión volátiles orgánicos durante la puesta en flujo del pozo, reducible hasta en un 95% mediante la aplicación de "*green completions*" según las estimaciones de la EPA.

Partidarios y detractores coinciden igualmente en la necesidad de proseguir la investigación para rebatir o corroborar definitivamente la potencial afección a acuíferos derivada de una posible comunicación de las fisuras inducidas con fallas y diaclasas ya existentes de forma natural en los macizos rocosos.

Son estos, por tanto, los retos pendientes que condicionan la generalización de la tecnologías de fractura hidráulica o "*fracking*" para el aprovechamiento del "*gas no convencional*". Los resultados del informe en el que trabaja actualmente la EPA sobre esta tecnología pueden suponer una importante inflexión a nivel internacional.

4. BIBLIOGRAFÍA

[1] Howard RW, Santoro R, Ingraffea A. "Methane and the greenhouse-gas footpring of natural gas from shale formations" [En línea]. Climate Change. Junio 2011. Vol 106-4. P. 679-790. (Doi 10.1007/s10584-011-0061-5).

[2] Correa Gutiérrez TF, Pimienta P, Restrepo Restrepo DP. "Unconventional Natural Gas Reservoirs". Energética. Diciembre-Julio 2009. Vol.41, P. 61-72.

[3] "Mondern Shale Gas Development in the United States: A Primer" [En línea]. U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy y National Energy Technology Laboratory, 2009. 98 p. Disponible en web: <http://fracfocus.org/sites/default/files/publications/>. [Consulta: 17 de julio de 2012].

[4] Myers T. "Potential Contaminant Pathways from Hydraulically Fractured Shale to Aquifers". [En línea]. Ground Water. En Prensa. Abril 2012. (doi 10.1111/j.1745-6584.2012.00933.x).

[5] "Fracfocus Chemical Disclosure Registry" [En línea]. Ground Water Protection e Interstate Oil and Gas Compact Comission. 2012. Disponible en web: <http://fracfocus.org/>. [Consulta: 17 de julio de 2012].

[6] "Gas natural en Álava. Proyecto de Investigación Gran Enara" [En línea]. Gobierno Vasco. Departamento de Industria, Innovación, Comercio y Turismo. 2012. [Vídeo]. Disponible en web: <http://www.youtube.com/user/EVEnergia>. [Consulta: 17 de julio de 2012].

[7] Mooney C. "The Truth about Fracking". Scientific American. 2011. Noviembre 2011. Vol. 305-5. P. 80-85. (Doi 10.1038/scientificamerican1111-80).

[8] Howard R. "Shale Gas – The Unfolding Story". Oxford Review of Economic Policy. Septiembre 2011. Vol. 27-1. P.117-143. (Doi: 10.1093/oxrep/grr005).

[9] Howard R, Ingraffea A, Engelder T. "Natural gas: Should Fracking stop?". Nature. Septiembre 2011. Vol. 477-7364. P. 271-273. (Doi 10.1038/477271a).

[10] Manuel J. "EPA Tackles Fracking". Environmental Health Perspectives. Mayo 2010. Vol 118-5. A.119. (Doi 10.1289/ehp.118-a199).

[11] Rathmann V. "Hot Jobs: Technical Innovations in Shale Gas Development". Oil and Gas Journal. Octubre 2011. Vol. 109-17. P. 10-11.

[12] "Americas: A Bright Future for Natural Gas". Chemical Engineer. Julio 2011. Vol. 841. P.14.

[13] "Shale gas in Europe & America. Fracking here, Fracking there" [En línea]. The Economist. 26 de Noviembre de 2011. The Economist Group. Disponible en web: <http://www.economist.com/node/21540256>. [Consulta: 17 de julio de 2012].

[14] Frimmel FH, Ewers U, Schmitt-Jansen M et al. "Toxikologische Bewertung von Fracking-Fluiden". Wasser und Abfall. Junio 2012. Vol 14-6. P.22-29.

[15] Osborn GS, Vengosh A, Warner NR et al. "Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing". Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America. Mayo 2011. Vol. 108-20. P. 8172-8176.

[16] Saba T, Orzechowski M. "Lack of data to support a relationship between methane contamination of driking water wells and hydraulic fracturing" [En línea]. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America. Mayo 2011. Vol. 108-37. E.663. (doi 10.1073/pnas.1108435108).

[17] Schon SC. "Hydraulic fracturing not responsible for methane migration" [En línea]. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America. Septiembre 2011. Vol. 108-37. E.664. Disponible en web: http://www.pnas.org/content/108/37.toc. [Consulta: 17 de julio de 2012]. Disponible en web: <http://www.pnas.org/content/108/37.toc>. [Consulta: 17 de julio de 2012]. (doi 10.1073/pnas.1107960108).

[18] Tayeb TA, Aminzadeh F. "Characterizing Fracture Network in Shale Reservoir Using Microseismic Data". 2012 SPE Western Regional Meeting (Bakersfield, 21-23 de Marzo de 2012). Society of Petroleum Engineers, 1991. 16 p. ISBN: 978-1-61399-188-6. (doi 10.2118/153814-MS).

[19] Jackson RB, Osborn SG, Warner NR et al. "Responses to Frequently Asked Questions and Comments About the Shale-Gas Paper by Osborn et al" [En línea]. Center on Global Change, Duke University, Durham, NC. Disponible en web: <http://www.nicholas.duke.edu/cgc/>. [Consulta: 17 de julio de 2012].

[20] Osborn GS, Vengosh A, Warner NR et al. "Reply to Saba and Orzechowski and Schon: Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing" [En línea]. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America. Septiembre 2011. Vol. 108-37. E.665-666. Disponible en web: <http://www.pnas.org/content/108/37.toc>. [Consulta: 17 de julio de 2012]. (doi 10.1073/pnas.1109270108).