

Análisis crítico de la viabilidad del fracking

■■■■
Ginés Delgado Calin y Juan Serigot Castellet
Universidad Politécnica de Cartagena

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/7520>

1. INTRODUCCIÓN

¿Cómo de brillante es el futuro de la producción de gas de esquisto a escala mundial? A pesar de su abundancia una serie de factores podrían reducir su viabilidad. Los riesgos que conlleva la fractura hidráulica han causado alarma social y han despertado debates sobre la seguridad, el medio ambiente o la salud pública. Los riesgos más mencionados han sido la integridad de los pozos, el consumo de agua, la contaminación del agua, los materiales radioactivos, la sismicidad inducida, las emisiones incontroladas de metano, el uso del suelo, el tratamiento y control de las aguas residuales, el uso de productos químicos y los impactos en la salud humana. El objetivo de este estudio ha sido contrastar las diversas fuentes de información sobre los riesgos así como proponer alguna medida de mitigación y/o control.

La consultora internacional KPGM [1] establecía ya en su análisis en el 2011 los siguientes 5 factores que condicionarían el futuro del fracking:

La evolución de precios del gas natural es la gran incógnita para la rentabilidad

Debido a la gran cantidad de tiempo que se necesita para explorar, desarrollar

y explotar una fuente de gas de esquisto, pueden pasar muchos años antes de que estas inversiones den sus frutos. La evolución del precio del gas natural durante ese largo periodo crea un enorme potencial de beneficios, pero también significativos riesgos económicos.

El gas de esquisto podría reducir las inversiones en renovables

Algunos critican que la fijación de las industrias en desarrollar el gas de esquisto y otras fuentes no-convencionales está quitando atención y recursos al desarrollo de las energías renovables. El bajo coste de generación de energía mediante abundantes reservas de gas natural podría interrumpir la viabilidad económica de proyectos eólicos, solares y geotérmicos.

Debido a la incertidumbre de los precios, la gestión de los costes y los riesgos de financiación son prioridades

Los dos factores anteriores llevan al tercero: las compañías que entran ahora en la producción del gas de esquisto necesitarán sobrevivir durante un largo periodo de tiempo antes de que puedan conseguir beneficios. Al mismo tiempo, los gastos de la producción del gas de esquisto son una espiral: al aumentar la producción, estas empresas necesitan optimizar sus costes de producción e invertir en productividad, mejoras tecnológicas y de capital.

Las necesidades de las compañías para controlar el riesgo de su reputación y opinión pública sobre ellas

La negativa opinión pública sobre la seguridad del medio ambiente en los procesos de fracturación hidráulica podría quebrantar el desarrollo de esta industria, particularmente donde el proceso es usado en áreas pobladas.

De acuerdo con la encuesta de KPMG [1] sobre petróleo y gas, las preocupaciones medioambientales y la sostenibilidad son percibidos como el mayor desafío que enfrenta el

desarrollo del gas de esquisto (41%) seguido por las preocupaciones normativas (27%).

Como el gas de esquisto transforma la oferta y la demanda de la matriz energética del mundo, los factores geopolíticos continuarán creando riesgos

El gas de esquisto tendrá sin duda implicaciones estratégicas en geopolítica y en la industria energética. Por ejemplo, el desarrollo en la producción del gas de esquisto en Europa y la potencial posibilidad de importación de los Estados Unidos, podría ayudar a Europa a ser más independiente de Rusia. Argentina podría volver a tener una economía saneada gracias a sus reservas.

2. RIESGOS DEL FRACKING SOBRE EL MEDIO AMBIENTE Y LA SALUD

2.1. LA INTEGRIDAD DE LOS POZOS

La exigencia de la integridad de un pozo es una cuestión fundamental para evitar hipotéticos problemas de contaminación de acuíferos. Con el fin de garantizar la estanquidad de los pozos, se disponen de una serie de barreras mecánicas al objeto de impedir que los acuíferos de agua potable puedan ser afectados por el gas o por los fluidos utilizados en la fracturación. Consisten en varias carcassas (*casings*) o tuberías de acero concéntricas de alta resistencia, de modo que están cementados los espacios anulares existentes entre las tuberías, y entre el terreno y las tuberías, del modo que se indica en la Figura 1.

En el supuesto de que un pozo tuviera algún problema estructural o de diseño, cabría señalar dos posibles teóricos riesgos:

a) Blowout. Un escape incontrolado de fluidos por el pozo hacia la superficie. Esto es muy improbable porque deberían darse de forma simultánea una formación con sobrepresión y alta permeabilidad, lo cual es muy difícil que se produzca porque la permeabilidad de la roca pizarra es muy baja.

b) Fuga tipo anular. Una pobre y deficiente cementación permitiría, en principio, a los fluidos contaminantes (metano y fluido de fracturación) desplazarse verticalmente a través del pozo.

Medidas de mitigación y control

A pesar de la poca probabilidad de que los blowout se produzcan, todos los pozos deben ir equipados con equipos de

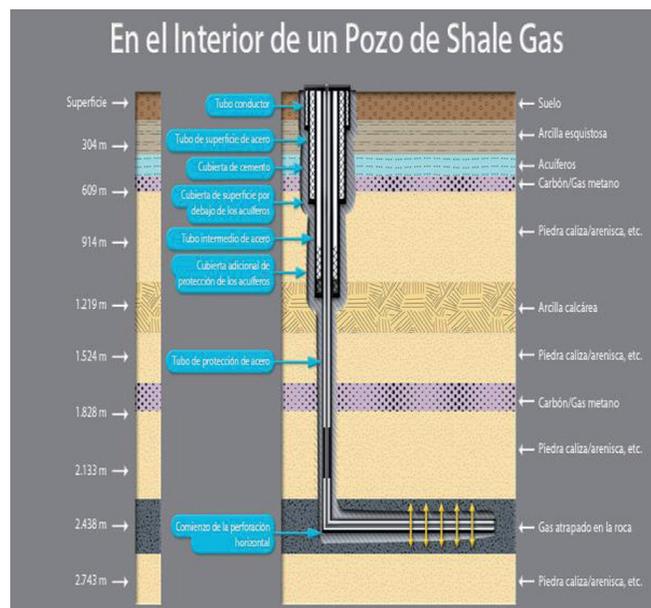


Figura 1: Diseño de un pozo productor de gas no-convencional. Fuente www.shalegasespana.es

prevención de erupciones durante la fase de perforación.

2.2. EL CONSUMO DE AGUA

La fractura hidráulica requiere agua, primero para enfriar, lubricar y extraer la tierra durante la perforación y después sobre todo en la inyección de agua presurizada, junto con los productos químicos, para la creación de las fracturas.

Los volúmenes requeridos para la explotación del gas de pizarra o gas de esquisto varían en función de las características geológicas del yacimiento, de la profundidad alcanzada por los pozos y del número de etapas de fracturación hidráulica. No se puede, por tanto, concretar la cantidad de agua necesaria de una manera generalizada, sino estimar rangos de consumo.

Consultando una publicación del Parlamento Europeo denominada "Repercusiones de la extracción de gas y petróleo de esquisto en el medio ambiente y la salud humana" [6], se puede observar que la demanda de agua para la producción de shale gas en varios pozos oscilaba alrededor de 15.000 m³ por pozo.

Los pozos perforados para la producción de gas de esquisto pueden tener que ser fracturados varias veces en el transcurso de su tiempo de funcionamiento. Cada operación de fractura adicional puede llegar a requerir más agua que la anterior. En algunos casos, los pozos se vuelven a fracturar hasta 10 veces.

En términos generales y para dar una idea de magnitud, el volumen total de agua utilizada en una etapa de estimulación por fracturación hidráulica, puede encontrarse en una horquilla de 1.000 a 2.000 m³ por etapa. Esto hace que para una estimulación media/alta de 10 etapas por pozo, el consumo total se sitúe en un intervalo entre 10.000 y 20.000 m³ por pozo. Se estima que la cantidad de agua necesaria para realizar la fracturación hidráulica en un único pozo durante una década puede ser equivalente al volumen necesario de agua para mantener un campo de golf de 18 hoyos [3]. Esto representa unas 500 cisternas de agua por pozo aproximadamente.

A este respecto conviene detenerse a reflexionar sobre la diferencia entre "agua consumida" ("consumption") y "agua usada" ("withdrawal"). El "agua usada" es el volumen de agua que es extraída de un acuífero o de la superficie, mientras que el "agua consumida" es la fracción de "agua usada" que no se recupera, ya sea porque se evapora o pasa a formar parte del producto final. Por tanto es importante abordar el estudio crítico del agua en la tecnología de fracturación hidráulica no confundiendo ambos

conceptos, ya que pudiera llevar a conclusiones erróneas y falsear los resultados.

Obsérvese en la Figura 2 que en los Estados Unidos, con una muy importante industria minera y donde cada año se perforan miles de pozos y fracturan miles de etapas para exploración y/o explotación de hidrocarburos, el consumo de agua del conjunto de la industria minera más el de la explotación de hidrocarburos alcanza sólo el 1% del consumo total.

Medidas de mitigación y control:

En cualquier caso, cabe adoptar una serie de medidas paliativas que optimicen el consumo de agua necesaria.

La primera medida debe ser la investigación previa de la disponibilidad de agua superficial y subterránea a través de un estudio local que incluya la posibilidad de fuentes alternativas, y dentro del estudio de impacto ambiental.

En segundo lugar, minimizar la necesidades de agua dulce, mediante la reutilización del agua de retorno y la realización de fracturaciones hidráulicas menos demandantes en agua dulce. En este sentido la tecnología está avanzando en dos frentes: operaciones de fracturación cada vez más focalizadas con menos agua y la utilización de aguas salobres.

En la actualidad se está considerando el uso de aguas salinas procedentes de acuíferos profundos en la extracción de gas de pizarra en varios emplazamientos de los Estados Unidos lo que reduce la necesidad de agua dulce.

2.3. CONTAMINACIÓN DEL AGUA

La posible contaminación del agua puede ser provocada por:

- Los derrames de lodo de perforación
- Fugas o accidentes en la superficie
- Fugas a través de la estructura geológica, ya sea de forma natural o artificial a través de grietas o vías
- Fugas provocadas por una inadecuada cementación del pozo

En realidad, la mayoría de las quejas en contra de la fracturación hidráulica son por la posible contaminación de las aguas subterráneas.

Todo apunta a que si las elementales medidas de prudencia no se respetan en la ejecución de los trabajos la probabilidad de contaminar el acuífero se dispara. En algún caso se ha permitido fracturar a una profundidad de 372 m y el acuífero contaminado se encontraba a 244 m, con una distancia entre ellos de poco más de 100m [3]. Lo cual confirma la necesidad de una normativa específica al respecto,

imponiendo distancias mínimas entre el acuífero y la formación de shale gas para que se pueda realizar la perforación.

En un informe de la *Real Academia de Ingeniería del Reino Unido* [2] se afirma que es altamente improbable que las fracturas artificiales se extiendan más de un kilómetro en la vertical, de hecho en un estudio realizado sobre varios miles de pozos de EE.UU., África y Europa [4], fue de 600 m la máxima longitud observada. En el mismo estudio encontraron que sólo el 1% de las fracturas tenían una extensión superior a los 350 m, y que la mayoría de las fracturas se extendían entre 200 y 300 m [4].

Sin embargo la contaminación de acuíferos por metano no ha sido infrecuente [5] y aunque el gas metano en si no es venenoso, deberían instalarse en los acuíferos cercanos a los pozos un sistema de control que indique su presencia.

Mencionar que en alguna ocasión, se ha atribuido la presencia de gas metano, en pozos de suministro de agua potable, a las fugas de gas derivadas de la fracturación hidráulica. Cuando en realidad, se trataba de gas biogénico, presente de un modo natural en el acuífero explotado para suministro de agua potable. Como se puede ver en algunos instantes del documental "*Gasland, de Josh Fox 2010*" donde se culpa a la explotación de yacimientos de gas no-convencional en las proximidades de los hogares, a la presencia de metano en los depósitos de agua potable, siendo realmente gas biogénico que ya estaba presente en el agua antes de que se iniciara la explotación del gas.

Incluso, desde la *American Petroleum Institute* y la *American National Standards Institute* se ha sugerido la conveniencia de elaborar guías técnicas para acreditar, en un principio, el buen diseño de los pozos y, a lo largo de la vida del proyecto de extracción de gas de pizarra, controlar el estado de los pozos. Estas guías están siendo elaboradas por personas independientes, aje-

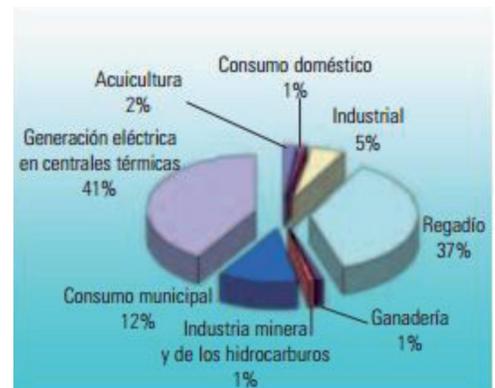


Figura 2: Distribución del consumo de agua en los Estados Unidos por sectores. Fuente: www.frackfocus.com

nas a los operadores y con acreditado conocimiento de la materia. Muchos operadores ya toman de un modo rutinario medidas de seguridad adicionales a las estándar de la industria convencional del petróleo con el fin de incrementar la integridad del pozo.

En nuestra opinión es imprescindible, y de un modo previo, realizar un estudio hidrogeológico que debe indicar la vulnerabilidad de los diferentes acuíferos y el estado de las diversas fuentes de suministro de agua potable y no potable de la zona a explotar.

El estudio denominado "*Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing*" [5] identificó un aumento de la presencia de metano en los acuíferos próximos o en las formaciones de piedra pizarra de Marcellus y Utica al noroeste de Pensilvania y Nueva York. En las zonas activas de extracción de gas, la media de concentración de metano en pozos de agua potable era de 19,2 mg/litro con niveles máximos de hasta 64mg/litro, lo cual significa un potencial riesgo de explosión. Mientras que en vecindarios con estructura geológica similar pero sin actividades de extracción de gas, la concentración de metano era 1.1mg/litro.

En el año 2010, el gobernador del estado de Nueva York decidió establecer una moratoria a aplicar a los trabajos de fracturación hidráulica hasta que finalizase el estudio "*Supplemental Generic Environmental Impact Statement On the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program Well Permit Issuance for Horizontal Drilling And High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs.*" Iniciado en el año 2008 a través del *State Department of Environmental Conservation*. Un borrador corregido de lo que será el informe final [7] está ya disponible para el público en general, en la página web de dicho departamento del estado de Nueva York (www.dec.ny.gov/energy). El estudio es exhaustivo, con participación de diversas administraciones medioambientales de los Estados Unidos y consultorías especializadas. La conclusión con respecto a la posible contaminación de acuíferos en operaciones de fracking es contundente, en él queda reportado que todas las administraciones americanas a cargo de la regulación de este tipo de trabajos han testificado que no se han producido casos de contaminación de aguas subterráneas debidos a operaciones de fracturación hidráulica.

Basado en los archivos históricos del estado de Nueva York, se estimó una tasa de accidentes de 0.5%. Mientras que en

el estado de Pensilvania, solo en la parte de Marcellus, se registraron más de 1.600 violaciones en la perforación de alrededor de 2.300 pozos [8].

Hay por tanto suficientes datos que indican que la contaminación de acuíferos es excepcional pero posible.

Medidas de mitigación y control

La mayoría de accidentes e intrusiones de aguas subterráneas parecen ser debidas a una incorrecta manipulación, los cuales pueden ser evitadas con una buena praxis. Se debe garantizar que no solo la mejor práctica está a disposición, sino que también se aplica comúnmente. Por tanto, el control de calidad durante la ejecución de los trabajos debe ser una obligación. La distancia de seguridad del pozo a los acuíferos es un dato resultante de un estudio necesario para aprobar la viabilidad, menos de 1 km parece ser el límite. La medición del contenido de metano antes, durante y después de las operaciones de fractura en los acuíferos circundantes son también un indicador que sirve para detectar a tiempo y evitar males mayores.

2.4. SISMICIDAD INDUCIDA

Hay dos tipos de sismicidad asociada con la fracturación hidráulica atendiendo a la magnitud de su intensidad:

- Una de menor intensidad, son micro-seísmos provocados por la propia fracturación de la roca madre. Siendo su magnitud local ML o de Richter de menos de 1,5 e imposibles de ser apreciados a no ser por los geófonos próximos.
- Y otra, muy rara, pero relevante, inducida por las operaciones de fracturación hidráulica en zonas falladas del subsuelo y sometidas previamente a esfuerzos y que pueden inducir seísmos de baja intensidad, pero apreciables en la localidad.

Un seísmo hasta que no supera la magnitud de 3 no es perceptible. En el mundo tienen lugar alrededor de 1.000 sismos al día de magnitud entre 2 y 2,9. La energía liberada durante la operación de fracturación hidráulica es considerablemente menor que la energía liberada por el colapso del hueco abierto en la explotación clásica de una capa de carbón [3].

El informe de la Real Sociedad de Ingeniería del Reino Unido [2] indica que en el Reino Unido nunca se han superado el nivel de 4 por los efectos derivados de la minería tradicional y fija en 3 el límite superior esperado para la sismicidad inducida por las operaciones de fracturación hidráulica (Green et al 2012) derivado de

la experiencia ganada en EE.UU. En una entrevista, el profesor Robert Mair, director del grupo de trabajo encargado del estudio mencionado anteriormente (*Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing*), concluye que si se siguen las reglas, la fracturación hidráulica es segura.

En Arkansas (EEUU), la tasa de terremotos pequeños ha aumentado por diez en los últimos años. En el año 2011, en las proximidades de la localidad de Blackpool (Reino Unido) se registró un evento sísmico de magnitud 2,3 en la Escala Richter poco después de que la empresa *Cuadrilla Resources* realizara fracturaciones hidráulicas en un pozo. Semanas después otro episodio sísmico, esta vez de magnitud 1,5 fue medido, coincidiendo también con las labores de exploración. Por ser la región de Blackpool un área de baja sismicidad natural, la empresa *Cuadrilla Resources* ordenó la apertura de una serie de investigaciones que condujeron a constatar que la razón de dicha sismicidad estaba originada por la transmisión del fluido de inyección en una falla cercana, que liberó una energía varios órdenes de magnitud mayor que la provocada por la fracturación hidráulica. Se anunció que cesarían las operaciones de perforación en relación con los terremotos experimentados. Es necesario puntualizar que dicha falla no había sido identificada en las investigaciones previas a la puesta en marcha de la extracción del gas de esquisto.

Medidas de mitigación y control

a) Evaluación geológica preliminar

Procediendo a monitorizar el área antes, durante y después de la fracturación hidráulica. En paralelo a estas investigaciones científico-técnicas, es fundamental una política de transparencia respecto de las comunidades cercanas.

b) Toma de medidas correctoras

La empresa *Cuadrilla Resources* antes mencionada, tras los estudios que encargó a diversos centros de investigación, estableció unos valores límites (de Pater y Beisch, 2011), que se resumen en la Tabla 1.

Algunas actuaciones adicionales serían:

- Evitar la inyección en zonas con fallas activas. Será necesaria la identificación de las mismas con campañas con métodos geofísicos.
 - Minimizar los cambios de presión en profundidad.
 - Establecer metodologías flexibles en función de los datos obtenidos en las campañas de control sísmico.
- En cualquier caso, debe afirmarse que

la sismicidad inducida por fracturación hidráulica es un riesgo altamente improbable y de escaso impacto, siendo apenas perceptible en superficie y que casos como los de EEUU y Reino Unido suceden solo si se carece de la suficiente información geológica previa.

2.5. EMISIONES INCONTROLADAS DE METANO

La extracción de gas natural no-conventional se ha presentado a nivel mundial como una solución para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. Se basa en la reducción que ocurre gracias a que la combustión de gas natural emite menor cantidad de CO2 para la producción de energía comparada con otros combustibles.

Sin embargo, un informe de la Universidad de Cornell, Ithaca, (EEUU), "*Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations*" [9], denuncia que la explotación del gas de pizarra puede emitir incluso más gases de efecto invernadero que la del carbón.

El gas natural está compuesto principalmente de metano, y según este informe entre un 3,6 y un 7,9% del metano de la producción de gas de pizarra se escapa a la atmósfera durante la vida útil de un pozo. Aunque el MIT (*Massachusetts Institute of Technology*) ha realizado un reciente estudio, "*Shale Gas Production: potential versus actual greenhouse gas emissions*", en el cual concluyen que las emisiones de metano pueden ser notablemente inferiores a las inicialmente estimadas [10]. El metano, aunque no supone un problema para la salud pública, es un gas de efecto invernadero con un potencial de calentamiento 23 veces superior al CO2, aunque con una vida más corta en la atmósfera. Según el citado informe, comparado con el carbón, la huella de carbono del gas de pizarra es como mínimo un 20% mayor.

El informe, "*Repercusiones de la extracción de gas y petróleo de esquisto en el medio ambiente y la salud humana*" [6] estima que la extracción y procesa-

miento del gas natural no-conventional tiene unas emisiones indirectas de gases de efecto invernadero de entre 18 y 23 g de CO2 equivalente. Esto supondría unas emisiones similares o algo menores que las asociadas al uso de carbón.

Medidas de mitigación y control

En la explotación de un yacimiento no-conventional, el control de las fugas de metano es mucho más exhaustivo que, por ejemplo, en la minería tradicional del carbón, en donde el gas ocluido en el carbón se ventea sistemáticamente, mediante un sistema de ventilación forzada en el frente de extracción, para que el grisú no alcance la concentración de mezcla explosiva.

No hay que olvidar que en una explotación de gas no-conventional, el gas metano es el producto a comercializar, y cualquier operador pone absolutamente todo el empeño en la eliminación de las fugas, tanto en el subsuelo como en las conducciones y procesos de superficie a que es sometido el gas. Pero este hecho tampoco significa que no se produzcan emisiones de metano a la atmósfera. En cualquier caso, las mejores prácticas consisten en recuperar y comercializar todo el gas producido, por ello resulta fundamental considerar la imposición de restricciones al venteo o quemado del gas.

2.6. TRATAMIENTO Y CONTROL DE LAS AGUAS RESIDUALES

Los fluidos de fractura se inyectan dentro de las formaciones geológicas a alta presión. Una mezcla de fluido de fractura, metano, compuestos y agua vuelven a la superficie. Esta agua debe ser recogida y correctamente almacenada. En relación al porcentaje de fluido recuperado no hay una cifra exacta, ya que esta cifra varía de unas fuentes a otras.

El retorno del agua a los niveles superficiales depende de varios factores (diseño de la fracturación, característica del fluido de fracturación empleado, propiedades de la pizarra, etc.). Estas aguas de retorno contienen, por tanto, sales, compuestos

orgánicos e inorgánicos naturales y los aditivos químicos usados en la fracturación., además de metano y agua salada.

Parece ser que la correcta recogida de las aguas residuales ha sido el mayor problema a resolver en Norte América. Aunque el reciclaje puede ser posible, esto incrementa el coste del proyecto.

- En agosto del 2010, "*Talisman energy*" fue multada en Pensilvania por un vertido en 2009 que envió más de 4.200 galones (alrededor de 16 m³) de fluido proveniente de la fractura hidráulica en un pantano y en un afluente del Webier Creek.
- "*Range Resources*" fue multado por un vertido de 250 barriles (alrededor de 40 m³) de fluido de fractura hidráulica diluido el 6 de octubre del 2009. La razón del vertido fue por la rotura de una articulación.

Medidas de mitigación y control:

Como medidas correctoras, esta agua de retorno puede ser objeto de los siguientes tratamientos:

- a) Reutilización, con el fin de reducir las necesidades del recurso. La composición del agua de retorno varía con el tiempo, incrementando su salinidad. Antes de ser mezclada con agua dulce para su reutilización, se la somete a un tratamiento con el fin de eliminar los sólidos y otras impurezas.
- b) La inyección en acuíferos profundos. Esta práctica está muy extendida en EE.UU. Nuestra opinión es que no debería ser permitida pues hay incertidumbres sobre sus consecuencias finales.
- c) Si el agua es evaporada, queda un residuo sólido gestionable.

Las dos primeras alternativas son las más utilizadas por la industria. En cualquier caso, la reinyección de aguas residuales no es una técnica que se vaya a utilizar en los proyectos de exploración de gas no-conventional en España. En primer lugar, porque no existen este tipo de depósitos asociados a la producción de hidrocarburos. Además, el estudio de la *Comisión Europea* sobre el impacto medioambiental de los gases de esquisto [6] afirma que la Comisión considera que la Directiva del Agua prohíbe la inyección de agua de retorno. A lo que se añade que el informe no legislativo del Parlamento Europeo mencionado anteriormente [6] deja claro que el agua de retorno debe reciclarse en lugar de reinyectarse. Es decir, en España, en el caso que se comience a

MAGNITUD (Escala Richter)	DECISIONES
Menor de 0	Operaciones habituales. Sin cambios.
Entre 0 y 1,7	Se continúa monitorizando después de la inyección, al menos durante 2 días, hasta que el número de sismicidad baje a 1 episodio por día.
Mayor de 1,7	Se paraliza la inyección.

Tabla 1: Criterios propuestos por la empresa Cuadrilla Resources a raíz de los fenómenos sísmicos detectados en el pozo Preese Hall. Fuente: Cuadrilla Resources

explotar nuestros recursos de shale gas, el agua de retorno que se recupere tras el proceso de estimulación hidráulica se almacenará en tanques certificados y sellados para su tratamiento o reciclaje.

No obstante, la tecnología está avanzando, actualmente, se está estudiando la opción de utilizar fluidos compuestos por geles y espumas de dióxido de carbono y nitrógeno [11] así como sustancias gelificantes de GLP que pueden llegar a reducir la incorporación de compuestos no deseables a las aguas de retorno toda vez que no disuelven sales, metales pesados ni materiales naturales radiactivos (NORM).

2.7. USO DE PRODUCTOS QUÍMICOS

Uno de los riesgos que conlleva la extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica es el uso de sustancias químicas tóxicas y peligrosas. Obtener información sobre las sustancias químicas utilizadas no es una tarea fácil. El fluido de fractura esta típicamente compuesto aproximadamente por un 98% de agua y arena, y un 2% de aditivos químicos. Los aditivos químicos incluyen sustancias tóxicas, mutágenas y carcinógenas (CMR)

Este aspecto fue ya abordado en un artículo publicado en Dyna, en 2013, "*La fractura hidráulica. Retos y problemática asociada a su aplicación*" de la Escuela Politécnica de Minas y Energía de la Universidad de Cantabria.

Debido al secretismo que había alrededor de la composición de los aditivos, el Estado de Nueva York realizó un estudio de una lista de 260 sustancias, del cual se concluyó que 200 sustancias no eran preocupantes pero de las otras 60 había unas 17 clasificadas como tóxicas para organismos acuáticos y 43 clasificadas como tóxicos agudos (para la salud humana) de las cuales unas 21 sustancias son CMRs [7].

La organización TEDX (Diálogos sobre la Disrupción Endocrina) de Estados Unidos lleva varios años recogiendo información sobre los productos tóxicos utilizados, y ha realizado un análisis de los datos detallando los posibles efectos sobre la salud humana y el medio ambiente. Los resultados del análisis se resumen en el documento "*Operaciones de Gas Natural desde una Perspectiva de Salud Pública*" que se publican en la revista *Internacional Journal of Human and Ecological Risk Assessment*.

Medidas de mitigación y control

Exigir una total transparencia por parte de las compañías en lo referente al empleo de sustancias químicas empleadas en el fluido de fractura e inversión en I+D

para el empleo de un fluido de fractura que cada vez requiera menor cantidad de sustancias químicas peligrosas para la salud y el medio ambiente.

2.8. IMPACTOS EN LA SALUD HUMANA

Los posibles efectos sobre la salud serían causados por emisiones al aire o el agua. La contaminación de las aguas subterráneas puede ser peligrosa en el caso de que la población entre en contacto con el agua contaminada.

En Abril del 2014, un tribunal condenó a la empresa Aruba Petroleum a indemnizar con 2,9 millones de dólares a la familia Parr (Texas, EEUU) porque considera que sus dolencias (sarpullidos, hemorragias, vómitos, migrañas, fiebres, etc) están relacionadas con las operaciones de fracking de los pozos de Aruba. Se trata de la primera indemnización millonaria por un caso de afectación a la salud relacionado con el fracking.

Medias de mitigación y control

Dentro de la evaluación de impacto de estos proyectos, en las medidas de seguimiento debieran introducirse los seguimientos y reconocimientos médicos no solo de los trabajadores sino también de los pobladores cercanos como garantía de seguimiento para determinar causas-efectos.

3. CONCLUSIONES

Las plataformas a favor y en contra, los medios de comunicación, los políticos y el mundo profesional y empresarial tienen la responsabilidad de informar y comunicar a la sociedad de una forma veraz sobre el impacto de estos proyectos. Este artículo revisa y analiza alguno de los factores ambientales más importantes del fracking. El rechazo normalmente se basa en el desconocimiento y en el miedo que éste provoca. En este caso, la industria y el mundo rural se encuentran con objetivos diametralmente opuestos por el uso del suelo y del agua. Los propietarios de los terrenos no observan ninguno o insuficientes incentivos y las plataformas a favor de las energías renovables se ven amenazadas por un gas barato y abundante. Por el contrario, los países con gran dependencia energética exterior o con problemas económicos ven en el fracking una oportunidad de cambiar el rumbo de sus economías. La información sobre los riesgos potenciales y sobre los impactos ambientales del fracking es fundamental para delimitar medidas de mitigación y control suficientes como para realizar un desarrollo sostenible de esta técnica.

PARA SABER MÁS

- [1] Shale Gas- A Global Perspective/ KPMG Global Energy Institute. kpmg.com, Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on the human health Universidad de Manchester. 2011
- [2] Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing. The Royal Society and The Royal Academy of Engineering. Junio 2012
- [3] "Gas no Convencional en España. Una oportunidad de futuro". Informe Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas. Cámara Rasco, Ángel y Pendas Fernández, Fernando. 2013
- [4] "Hydraulic fractures: How far can they go?" Marine and Petroleum Geology. Davies, R.J., et al. 2012. (Doi:10.1016/j.marpetgeo.2012.04.001)
- [5] "Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing" Stephen G. Osborn, Avner Vengosh, Nathaniel R. Warner and Robert B. Jackson. www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1100682108
- [6] "Repercusiones de la extracción de gas y petróleo de esquisto en el medio ambiente y la salud humana". Comisión de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria / Parlamento Europeo. Lechtenböhrer, Stefan; Altmann, Matthias; Capito, Sofia; Matra, Zsolt; Weindorf, Werner; Zittel, Werner. http://www.europarl.europa.eu/activities/committees/studies.do?language=ES
- [7] "Supplemental Generic Environmental Impact Statement On the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program Well Permit Issuance for Horizontal Drilling And High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs." Preliminary Revised Draft. NYSDEC, With Assistance from Alpha Environmental, Inc., ICF International, URS Corp, NTC Consultants and Sammons/Dutton LLC. 2011. (http://www.dec.ny.gov/data/dmn/ogprdsgeisfull.pdf)
- [8] "Chemical and Biological Risk Assessment for Natural Gas Extraction in New York". Chemistry and Biochemistry Department. State University of New York. Ronald E.Bishop. 2011. (www.tinyurl.com/5wp4ybg)
- [9] "Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations". Department of Ecology and Evolutionary Biology, Cornell University, Ithaca. Robert W.Howarth; Renee Santoro;Anthony Ingrassia. 2011.(Doi:10.1007/s10584-011-0061-5)
- [10] "Shale gas production: potential versus actual greenhouse gas emissions". Massachusetts Technology Institute. Francis O'Sullivan; Sergey Paltsev. 2012. (doi:10.1088/1748-9326/7/4/044030)
- [11] "SPE 133456 Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned? ". SPE Completions and Production Study Group. Apache Corporation. George E. King. 2010. (http://dx.doi.org/10.2118/133456-MS)
- [12] Modern shale development in the United States/A Primer. U.S.Department of Energy, Abril 2009
- [13] Shale Gas: Focus on the Marcellus Shale, By Lisa Sumi for the oil & gas accountability project/earthworks, may 2008
- [14] Tierra y Tecnología. Revista de Información Geológica. Nº42, Segundo Trimestre 2012. Ilustre Colegio Oficial de Geólogos
- [15] Draft SGEIS on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory program, September 2011