

FRACTURACIÓN HIDRÁULICA, UNA ALTERNATIVA NO CONVENCIONAL PARA LA EXPLOTACIÓN DE GAS

Sr. D. Isaac Álvarez Fernández, Ingeniero de Minas, Profesor de la E.T.S de Ingenieros de Minas de Oviedo

1. LA TECNOLOGÍA

La diferencia entre los yacimientos de hidrocarburos denominados no convencionales y los conocidos como convencionales, estriba fundamentalmente en que los no convencionales se encuentran en rocas generadoras, también denominadas rocas madres, cuyas características principales son: su elevado contenido en materia orgánica y que fueron sometidas a un proceso de maduración térmica; mientras que los hidrocarburos convencionales requieren adicionalmente un complejo proceso de migración del hidrocarburo, gas o petróleo, hasta alcanzar una trampa geológica conformada por una roca almacén, porosa y permeable, junto con una roca sello que mantenga preservados los hidrocarburos así almacenados hasta nuestros días (Fig. 1).

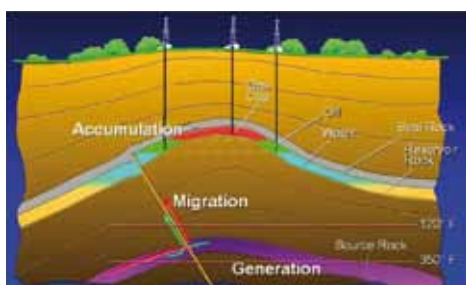


Fig. 1. Esquema de un yacimiento de hidrocarburos.

Según MAGOON & DOW (1994) para que haya un yacimiento de hidrocarburos (petróleo o gas) hace falta una roca madre, una roca almacén y una roca sello. Además es preciso que haya habido un proceso generador de trampas estratigráficas o estructurales, junto con un proceso de migración y acumulación de hidrocarburos en las mencionadas trampas.

Los hidrocarburos convencionales y no convencionales son del mismo tipo, dentro de la natural diversidad de los hidrocarburos, tienen una composición similar. Su diferencia es la roca que los alberga. En un caso están en la propia roca generadora, que por su constitución es de extremadamente baja permeabilidad, del orden de los 10^{-9} darcy, y en otro caso se encuentran en una roca permeable, del orden de los 10^{-2} darcy. En esta notable diferencia de permeabilidades radica la necesidad de tecnologías de extracción diferentes.

La tecnología utilizada en la producción de los hidrocarburos no convencionales se basa en dos técnicas ampliamente utilizadas tradicionalmente en la industria convencional: la perforación horizontal y la fracturación hidráulica.

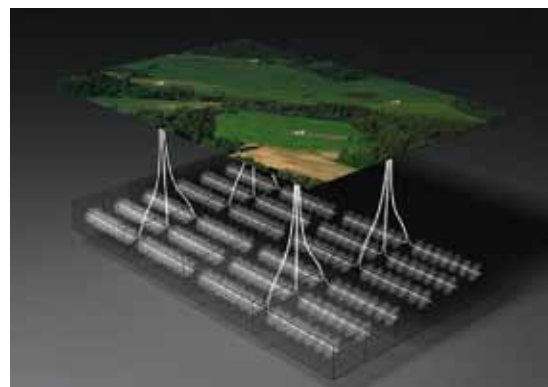
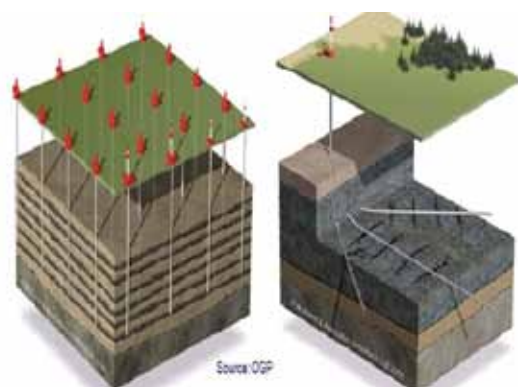


Fig. 2. La perforación horizontal.

En las décadas de los 80 y 90, con la mejora de los motores de fondo y la telemetría en el pozo, se desarrolló la perforación horizontal, alcanzando secciones de más de 2 km (Fig. 2).

Los avances tecnológicos actuales se centran en la consecución de pozos mucho más largos, más profundos, más precisos y con múltiples ramas.

Durante la fase de extracción se perforan varios pozos horizontales desde un mismo emplazamiento.

La fracturación hidráulica controlada es una técnica ampliamente utilizada en la industria, al objeto de estimular la permeabilidad de una formación potencialmente productora.



Fig. 3. Fracturación hidráulica.

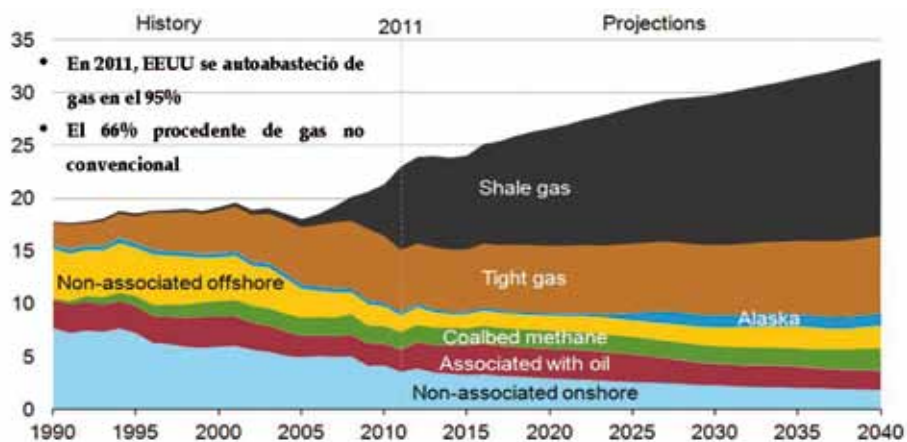
Incluimos el adjetivo “controlada”, para diferenciarla de la fracturación masiva, conocida por sus siglas en inglés MHF (*Masive Hydraulic Fracturation*), aplicada desde 1945 en la extracción de hidrocarburos y posteriormente a la geotermia e hidrogeología. En los hidrocarburos no convencionales se utiliza de un modo localizado, controlado, realizando varias etapas de fracturación, hasta 15 o 20, a lo largo de la sección horizontal del pozo, diseñando cada etapa con el fin de afectar únicamente al volumen de roca deseado.

La fracturación hidráulica fue desarrollada a mediados del s. XX con el objeto de mejorar la producción del pozo. Consiste en generar una fractura vertical de alta productividad mediante la inyección de un fluido a alta presión que supere la resistencia de la roca. Para evitar el cierre natural de la roca se adiciona un agente de sostén (propante), comúnmente arena (Fig. 3).

2. EL GAS NO CONVENCIONAL EN EEUU

Los EEUU han sido pioneros en la implantación y aplicación extensiva de este tipo de tecnologías, con un amplio y reconocido éxito. Logrando revertir su creciente dependencia energética. No se descarta que alcancen el autoabastecimiento en la próxima década (Fig. 4). Ello ha dado lugar a:

- La creación de casi dos millones de puestos de trabajo.
- La reducción del precio doméstico de gas a casi una cuarta parte de cómo lo paga Europa.



Source: U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2013 Early Release*

Fig. 4. Producción de gas en EEUU. Histórica y previsiones (TCF/año).

- Una mejora de la balanza de pagos.
- Una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, que está permitiendo a EEUU cumplir el acuerdo de Kioto, sin haberlo firmado.
- Una importante contribución a la superación de la crisis económica.

3. LA EXTRACCIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL Y LOS FACTORES DE RIESGO

Como sucede con cualquier actividad industrial, la extracción del gas no convencional no está exenta de riesgos. Entre los factores de riesgo que *a priori* se citan son: un amplio consumo de agua, la utilización de productos químicos, la posibilidad de contaminación de las aguas subterráneas, las emanaciones de metano a la atmósfera, el tratamiento de amplios volúmenes de agua de retorno, la sismicidad inducida..., entre otros.

La experiencia ganada en los EEUU permite aseverar que los riesgos son asumibles y así lo avala la estadística de los incidentes ocurridos.

En EEUU hay más de un millón de pozos activos para la extracción de hidrocarburos, aproximadamente la mitad para la extracción de petróleo y la otra mitad para la extracción de gas. De estos últimos, más 200.000 pozos son productores de gas no convencional, habiéndose realizado más de un millón de operaciones de fracturación hidráulica (Fig. 5).

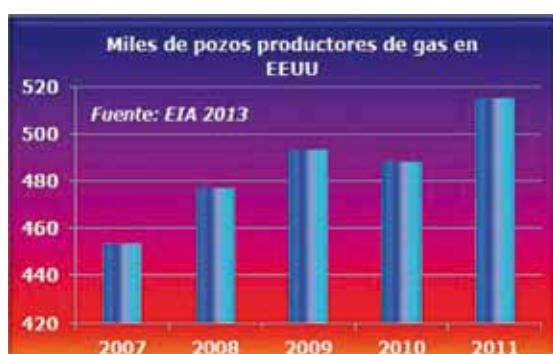


Fig. 5. Producción y número de pozos de gas no convencional en EEUU.

En las preocupaciones siempre está presente la preservación del agua, como elemento fundamental para el desarrollo

de la vida. Y aunque no hay precedentes de contaminación de un acuífero de abastecimiento por el fluido utilizado en la fracturación hidráulica, sí debemos plantearnos cuales son los riesgos potenciales que se derivan de la misma.

En un reciente estudio realizado por la administración alemana, se examinan todas las posibles vías teóricas de migración hacia los acuíferos, de los fluidos utilizados en la fracturación hidráulica. Los clasifican en cuatro caminos tipo (Fig. 6).

Camino tipo 0. El fluido potencialmente contaminante se vierte directamente en el suelo debido al deficiente manejo (transporte, almacenamiento, tratamiento, etc.) del fluido de fracturación o alguno de sus componentes, así como el fluido de retorno. Frecuentemente esos eventos vienen precedidos de algún fallo en las barreras de protección (membranas, tanques, conductos,...).

Camino tipo 1. El fluido potencialmente contaminante (fluido de fracturación, gas, lodo de perforación,...) se dispersa a través de vías artificiales, concretamente un pozo, ya sea de producción activo o un pozo antiguo, ya abandonado.

Durante el proceso de fracturación, si hay una deficiencia en las sucesivas cementaciones y tuberías de sostenimiento o *casings*, el fluido de fracturación o el gas podría alcanzar el espacio anular entre cemento y formación, y llegar teóricamente a los acuíferos. Del mismo modo, los pozos profundos abandonados deficientemente son un elemento de vulnerabilidad por la dificultad para controlar el estado de los mismos y pueden ser una vía que ponga en contacto la formación fracturada con los acuíferos suprayacentes.

Camino tipo 2. Contempla todas las posibles vías naturales de migración asociadas a fallas, o zonas de fallas, abiertas que signifiquen, debido a la permeabilidad de la zona milonitizada, un camino preferente para los fluidos de fracturación o el gas.

Camino tipo 3 se refiere también a otras las posibles vías naturales de migración, por difusión a través de los estratos suprayacentes, contemplando la posibilidad de que el fluido de fracturación, alguno de sus componentes o el gas, alcance un acuífero.

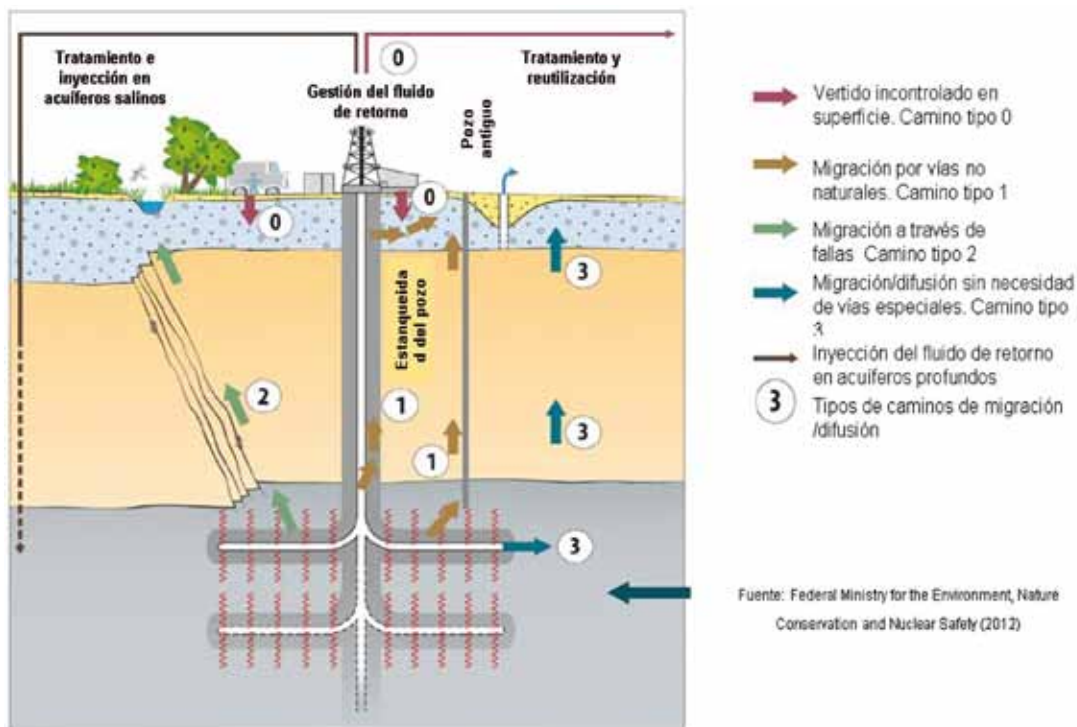


Fig. 6. Posibles caminos de migración/difusión.

La clasificación alemana de los riesgos expuesta, solo tiene en cuenta el origen del posible incidente y no la frecuencia. Para estimar la frecuencia debemos ir a la estadística.

De 40 incidentes analizados por la Agencia de Protección Ambiental de los EEUU (*U.S. Environmental Protection Agency*), el 80% están relacionados con dos causas: los vertidos en superficie, aspecto común a otras industrias y perfectamente conocidas las medidas preventivas, y los derivados de una deficiente estanqueidad de los pozos que puede provocar la contaminación por metano de los acuíferos. Hay que señalar que el metano no es venenoso (todos los mamíferos producen metano) y que no ha sido reportado ningún incidente relativo a la contaminación de acuíferos por el fluido utilizado en la fracturación hidráulica.

El otro 20% de los incidentes señalados está relacionado con pozos antiguos deficientemente abandonados, el tratamiento y eliminación de la aguas de retorno y con la cantidad de agua utilizada.

4. ELEMENTOS PREVENTIVOS PARA MITIGAR LOS FACTORES DE RIESGO. LECCIONES APRENDIDAS

4.1. Las barreras de protección en superficie

En relación con los elementos de prevención y control, dentro de las lecciones aprendidas en EEUU, destaca la importancia de las barreras de protección desde y en la superficie, al objeto de evitar que los fluidos de fracturación o sus aditivos tengan contacto con el suelo y puedan llegar a percolar hasta los acuíferos o circular hasta un cauce de aguas superficiales. Son medidas sencillas pero extremadamente eficientes. Para la prevención de fugas en superficie se propone:

- Abastecimiento de agua compatible con el entorno. Estudio hidrogeológico previo.
- Establecimiento de pozos someros de observación en los acuíferos atravesados.
- Disposición de membrana impermeable en el área de trabajo, poner doble barrera o triple.

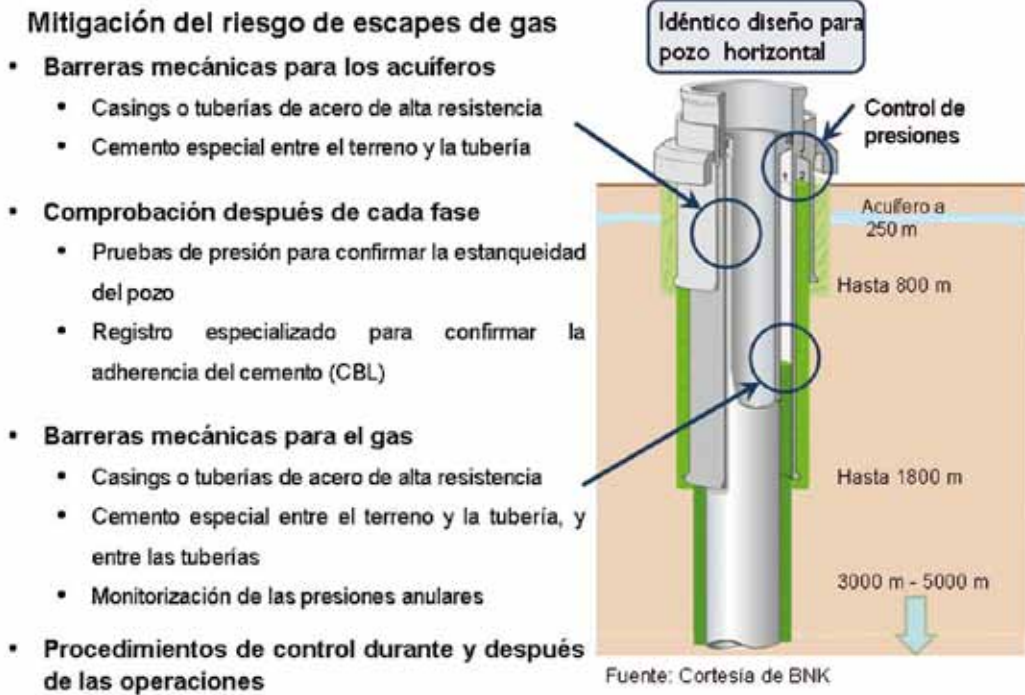


Fig. 7. Barreras de protección para el gas y aguas subterráneas.

- Utilización de tanques en lugar de balsas.
- Reutilización el agua de retorno.
- Planificación de los trabajos y procedimientos de seguridad y medioambiente.

4.2. La estanqueidad del pozo

Otro elemento fundamental para la prevención de cualquier incidente es asegurar la estanqueidad de todos y cada uno de los pozos perforados, tanto los fracturados como los no fracturados (Fig. 7), constituyendo una práctica habitual en toda la industria de los hidrocarburos, no solo para los no convencionales. En este sentido existe abundante normativa al respecto en los países petroleros.

La tradicional preocupación en la industria siempre fue garantizar que “no entrara nada” en el pozo, ni en el yacimiento. Ahora, desde el punto de vista ambiental, la preocupación es que “no salga nada” del pozo ni del yacimiento a otras formaciones. No deja de ser la cara y la cruz de la misma moneda.

Con el fin de mantener la integridad del pozo, cuando se realiza la fracturación

hidráulica, el último casing y su respectiva cementación no se someten a la considerable presión de inyección. A tal efecto se equipa siempre el pozo con una tubería de producción o tubing y un obturador o packer. La zona presurizada en el momento de la inyección o despresurizada durante la producción se corresponde con el interior de la tubería de producción o tubing y con el espacio subpacker (Fig. 8).

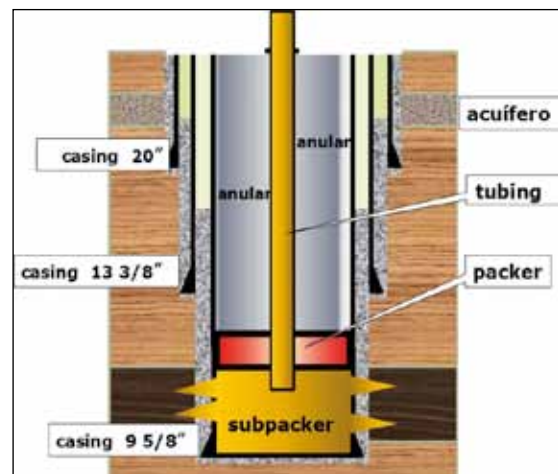


Fig. 8. Mantenimiento de la integridad del pozo.

Si el pozo tuviera algún problema estructural o de diseño, cabría un riesgo de fuga por el anular exterior del pozo, debido a una deficiente cementación, dando lugar a que el fluido de fracturación o el gas migrara hacia los acuíferos superficiales, con una contaminación siguiendo el camino tipo 1.

4.3. El control geométrico de la fracturación. La microsísmica

Conceptualmente, otro riesgo derivado de una fracturación hidráulica es la formación de una fractura "incontrolada" que pudiera establecer una conexión hidráulica con un pozo abandonado en mal estado, con una zona con fallas abiertas o con un nivel acuífero. Esta conexión posibilitaría la migración del gas o del fluido de fracturación a zonas no deseadas, sirviendo de elemento difusor en el subsuelo. Sería un camino de tipo 2.

Aunque puede parecer una obviedad, hay que señalar que el operador del campo es el mayor interesado en controlar la propagación de las fracturas y asegurar que las fracturas realmente realizadas, afecten únicamente a la formación que contiene el gas. Una propagación incontrolada significaría además, una pérdida de energía, agua y productos químicos y sería una fuente potencial de problemas. Como por ejemplo, una entrada masiva de agua no deseada multiplicaría el volumen del fluido de retorno y su coste de tratamiento. Por no mencionar todas las implicaciones legales y sus consiguientes reclamaciones, si se llegara a afectar un abastecimiento de agua.

La técnica aplicada en el control de las fracturas, basada en la tecnología de la sísmica 3D, permite seguir el crecimiento de la apertura de las fracturas en profundidad y su orientación dentro de la formación productiva, casi simultáneamente con la fracturación. Consiste en distribuir, en las proximidades de la zona a fracturar, tanto en superficie como en el fondo de los pozos próximos, una serie de geófonos, al objeto de registrar la energía liberada, en forma de ondas, asociada a la fracturación de la roca.

Los microsismos que se generan son de magnitud -2 y $-1 M_L$, cuatro órdenes de magnitud inferiores a la magnitud $3 M_L$, a partir de la cual los sismos pueden ser perceptibles por las personas.

La información registrada se procesa de un modo similar a como se procesa la sísmica 3D, permitiendo ubicar en el subsuelo las pequeñas fuentes de energía resultantes de la fracturación de la roca, y consecuentemente conocer la extensión y geometría de la fractura.

El control en la extensión de la fractura se realiza a través de las variables gestionables desde superficie, tales como: geometría del pozo horizontal, caudal de inyección, volumen inyectado, presión de inyección, viscosidad del fluido de fracturación. Hay otras variables no gestionables como son: la friabilidad del medio a fracturar, la orientación de las posibles fracturas naturales, el elipsoide de esfuerzos a que está sometido el subsuelo,... y que deben ser conocidas previamente por el operador. Al final las variables se integran en un modelo matemático, junto con la experiencia adquirida, con el fin de anticipar el comportamiento de la formación a fracturar.



Fig. 9. Control de la fracturación.

Las fracturas tienen una geometría vertical o subvertical, sensiblemente de forma perpendicular al eje menor del elipsoide de esfuerzos. Como es lógico, todo se rompe por la parte más débil, venciendo la mínima resistencia.

A principio de 2012, M. Kevin Fisher y Norman R. Warpinski publicaron un interesante análisis basado en varios miles de fracturaciones realizadas sobre las formaciones más relevantes explotadas para gas no convencional en EEUU, tales como las Barnett Shale, Woodford Shale, Marcellus Shale e Eagle Ford Shale.

La figura extraída del mencionado estudio (Fig. 9), muestra a modo de ejemplo, el gráfico de

las Barnett Shale, realizado en base a centenares de operaciones de fracturación, en donde se indica la profundidad de la fracturación (línea amarilla) y la extensión hacia arriba y hacia abajo de la fractura creada (líneas rojas), junto con la profundidad del acuífero superior (líneas azules). Se observa que en ningún caso se ha llegado a afectar los acuíferos suprayacentes y que la fracturación hidráulica se realiza a una profundidad notablemente superior a la de los acuíferos de abastecimiento.

4.4. El consumo de agua

Algunas estimaciones indican que la cantidad de agua necesaria para fracturar y operar un pozo de gas no convencional durante una década es equivalente al volumen que consume un campo de golf durante un mes o el volumen que precisa una central termoeléctrica de carbón durante 12 horas (MOORE 2012) o el consumo de agua de la comunidad de Madrid durante 20 minutos.

Un informe del Departamento de Energía de los EEUU realizado por *All Consulting* (2009), estima que el incremento del uso de agua para los estados de Nueva York, Pensilvania y West Virginia, motivado por la extracción de gas no convencional de la formación Marcellus Shale, en un momento pico de actividad, se sitúa entre el 0,1 y 0,8 %.

Recientemente la *Rail Road Commission of Texas* (RRC), entidad que regula y administra la industria del petróleo y gas en Texas, certificó (RRC 2013) que en sus registros no consta ningún caso documentado de contaminación de agua subterránea asociado a la fracturación hidráulica, técnica que se lleva utilizando en Texas desde hace más de 60 años. Las estadísticas de Texas son relevantes porque es el estado con más perforaciones de EEUU y pionero en la revolución del gas no convencional.

En líneas generales el volumen de agua necesario para la estimulación/fracturación hidráulica presenta una elevada variabilidad dependiendo de las características de la formación a estimular, del tipo de pozo y del tamaño del yacimiento. En términos unitarios puede variar entre unos 3.000 metros cúbicos/pozo, para el caso de un pozo vertical con pocas etapas de fracturación, hasta cifras con un orden de magnitud superior, en el caso de

un pozo horizontal con un número elevado de etapas de estimulación.

Un valor medio para realizar la estimulación hidráulica de un pozo horizontal tipo es del orden de los veinte mil metros cúbicos de agua.

Resulta necesario considerar la demanda dentro del marco temporal y geográfico que permita ponerla en contexto, no es lo mismo el invierno que el verano, y tampoco es lo mismo la cuenca Cantábrica que la cuenca del río Segura. Es igualmente necesario comparar estas necesidades de agua con las requeridas por otras actividades humanas.

La principal demanda de agua mundial es para riego. En España la demanda agraria representa aproximadamente un setenta por ciento de la demanda total de agua, aunque con una variabilidad importante entre las distintas cuencas hidrográficas.

La demanda de agua para riego se valora en función del volumen anual de agua requerida por hectárea de cada tipo de cultivo. Para poder comparar la demanda de agua derivada de la estimulación hidráulica con la demanda agraria, es necesario transformar la primera también en volumen anual de agua por hectárea.

La vida útil de un pozo, considerada como el periodo de tiempo entre estimulaciones sucesivas que permitan una productividad adecuada, presenta una considerable variabilidad (de dos a diez años) dependiendo de las características de las formaciones objetivo, por lo que a efectos comparativos si se considera el valor más conservador, casi mínimo, de dos años de vida útil se obtiene una demanda equivalente para la estimulación hidráulica del orden de 10.000 metros cúbicos anuales.

Considerando asimismo la superficie habitual ocupada por la plataforma de operación para un único pozo, 1,3 ha (130 x 100 m) se obtiene que la demanda equivalente para la estimulación hidráulica es del orden de 7.700 m³/ha/año, demanda que es superada por muchos de los cultivos principales, caracterizados por ejemplo en el Plan Hidrológico del Ebro.

Si asumimos que desde una misma plataforma se pueden hacer hasta 6 pozos

desviados, con una rama horizontal media de 1,5 km, se estaría cubriendo un área de extracción en el subsuelo de 3×2 km, es decir, unos 6 km^2 , equivalentes a 600 ha. La demanda para los 12 pozos sería de 60.000 m^3 anuales. Resultando una demanda por hectárea de $100 \text{ m}^3/\text{año}$, comparativamente muy lejos de la demandada por cualquier cultivo de regadío.

Además, debe tenerse presente que aunque la producción de gas es un proceso continuo, la fracturación hidráulica no lo es, el agua es requerida mayoritariamente al finalizar las operaciones de perforación del pozo, disponiendo de tiempo para hacer acopio en los momentos menos críticos.

4.5. La contaminación de acuíferos por el fluido de fracturación

La responsable de la agencia de protección al medioambiente (EPA) de EEUU, Lisa Jackson manifestó a principios de 2014, que hasta la fecha no había ninguna prueba de que el proceso de *fracking* hubiera afectado al agua.

En ese sentido, la probabilidad de que un acuífero de abastecimiento sea contaminado por los fluidos utilizados en la fracturación hidráulica es muy remota.

La viscosidad del fluido de fracturación es mayor que la del agua y su densidad, también mayor, limitando al extremo su movilidad en la vertical, incluso con un pozo deficiente.

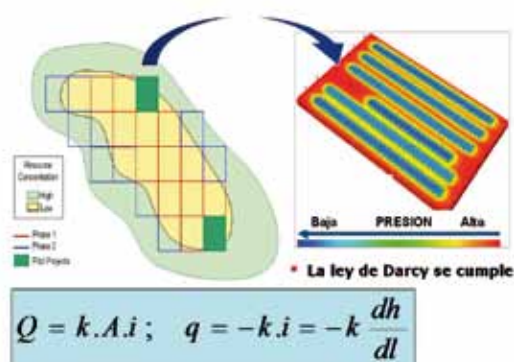


Fig. 10. Los fluidos de fracturación no se difunden hasta los acuíferos superficiales.

Durante la larga fase extractiva, la presión de la zona fracturada y su entorno

va descendiendo a medida que se produce el gas y el agua de retorno. El caudal de gas va decreciendo, hasta que se alcanza el límite económico del pozo.

Cuando se alcanza el límite económico en la formación productora ya drenada, la presión es muy baja, incluso inferior a la hidrostática, las presiones de abandono en cabeza de pozo para los yacimientos no convencionales pueden ser tan bajas como 3 o 4 kg/cm^2 . La presión de abandono es función del precio del gas y del coste de la compresión para inyectarlo en la red de gasoductos.

Cuando se abandona el pozo, que es una operación de unas horas, se utiliza agua con un anticorrosivo y las fracturas se rellenan casi instantáneamente de ese agua, el resto de la formación drenada se mantiene a una presión inferior a la hidrostática.

Todo esto para mencionar que durante la fase de extracción y posterior abandono los caminos tipo 1, 2 y 3 para los fluidos de fracturación son altamente improbables. Consecuentemente los fluidos de fracturación remanentes en la formación no se dispersarían de un modo incontrolado en el subsuelo. Siguiendo siempre la ley de Darcy los fluidos del entorno tienden a migrar a las zonas en donde la presión es inferior a la presión de poro original, hasta alcanzar el equilibrio (Fig. 10).

En el subsuelo, la zona drenada da lugar una amplia zona despresurizada que lentamente, debido a la baja permeabilidad original de las shale gas, tiende a ponerse en equilibrio con la presión de poro del entorno.

4.6. Los riesgos mitos

No obstante siguen apareciendo los riesgos mitos entre los detractores de estas tecnologías. Entre estos riesgos se incluyen la generación de terremotos y la ocupación del espacio superficial.

Existen numerosas actividades humanas que pueden dar lugar a una sismicidad inducida como se puede observar en la figura 11, en donde se refleja la estadística de casi 200 casos de sismicidad inducida, analizados desde 1929 (DAVIES et al. 2013).

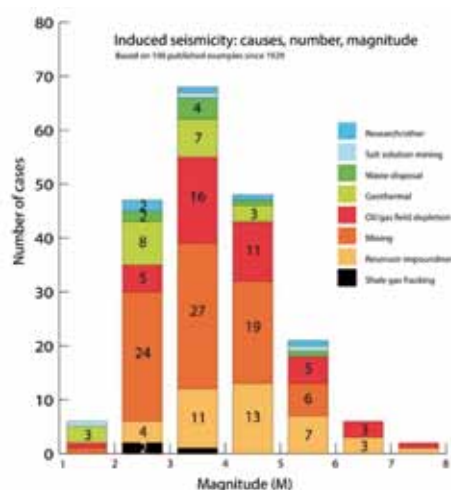


Fig. 11. La sismicidad inducida.

Se han documentado tres casos de sismicidad relacionada con las operaciones de fracturación hidráulica dentro de los casi 200 antes mencionados. Las tensiones contenidas en el subsuelo se pueden liberar e inducir sismos de baja intensidad ($<3 M_L$), pero apreciables en el emplazamiento. Un sismo hasta que no supera la magnitud de $3 M_L$, no es perceptible en el entorno. En el mundo tienen lugar alrededor de 1.000 sismos al día de magnitud entre 2 y $2,9 M_L$.

Varios estudios, incluyendo uno de la *US Natural Academy of Sciences* han sugerido que los terremotos de magnitud superior a $4 M_L$ no se pueden correlacionar con las operaciones de fracturación hidráulica para gas y petróleo, sino con la inyección masiva de aguas residuales. Tal es el caso del terremoto de Oklahoma de 2011 que está relacionado con la inyección de agua residual procedente de un campo productor de petróleo convencional.

El *Ohio Department of Natural Resources* (ODNR) afirma que en los EEUU hay 144.000 pozos de inyección de aguas residuales de los cuales solo 6 han estado relacionados con la actividad sísmica (ONNR 2012). Es probable que los pozos de inyección de aguas residuales, tan frecuentes en los EEUU precisen de una mayor regulación.

Otro de los riesgos mitos es la ocupación del suelo.

Los detractores de la tecnología suelen mostrar la foto de una explotación de los años 90 en EEUU, se trata del campo Jonah, ubicado

en la cuenca de Green River en el estado de Wyoming, en donde se produce gas mediante pozos verticales fracturados hidráulicamente (Fig. 12).



Fig. 12. Extracción mediante perforación vertical en Wyoming.

Es evidente que las cosas no se han hecho bien en el mencionado campo, afortunadamente es la excepción y no la regla. Sin embargo, la extracción mediante perforación horizontal extendida reduce notablemente el uso del terreno (2 ha cada 5 km²) y es compatible con el uso agrícola (Fig. 13).



Fig. 13. Extracción mediante perforación horizontal en la formación Marcellus en Pensilvania.

Hay otros riesgos mitos como son la radiactividad asociada a la fracturación hidráulica. Es cierto que algunas de las aguas de retorno procedentes de la fracturación hidráulica han mostrado la presencia de

radiactividad natural, derivada de sales presentes en las formaciones fracturadas de pizarras y de carbón. Estos elementos son conocidos por el acrónimo inglés NORM (*Naturally Occurring Radioactive Material*) y suelen encontrarse en la naturaleza en concentraciones inferiores a los límites de seguridad exigidos.

En la radiactividad es clave la dosis. En un año el ser humano recibe una radiación estimada entre 360 y 620 milirems. La mayoría de la radiación recibida procede del gas radón, ^{222}Rn , resultante de la serie radiactiva del ^{238}U , y emisor de partículas alfa. También absorbemos la precedente de la corteza terrestre, la del carbono que absorbemos derivada del ^{14}C ; así como la denominada radiación cósmica. También incorporamos en nuestro organismo ^{40}K , procedente de la sal común y del agua de mar. En la figura 14 se reflejan los orígenes en % de la radiactividad media de un ser humano que vive en una sociedad desarrollada.

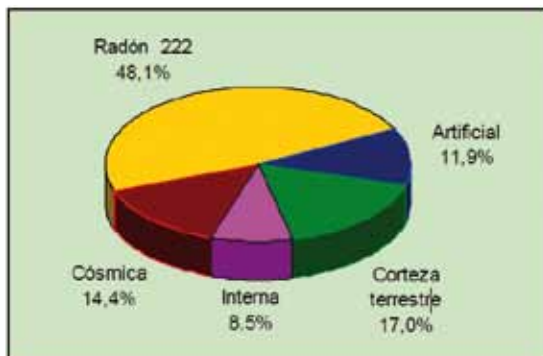


Fig. 14. Orígenes de la radiactividad media de un ser humano (%).

Las radiaciones recibidas de un modo voluntario pueden ser considerablemente superiores: fumar 30 cigarrillos/día son 800 milirems/año y el implante de un diente de porcelana 1600 milirems/año.

No hay precedente de ningún incidente derivado de la radiactividad asociada a las aguas de retorno.

Otro de los riesgos mitos, son los aditivos utilizados en la fracturación hidráulica, se ha llegado a citar la cifra de varios centenares y de su secretismo. Desde el año 2012 la industria americana ha creado una página web denominada *Fracfocus Chemical Disclosure Register* (<http://fracfocus.org/>) en la que

voluntariamente las compañías operadoras muestran los volúmenes y los aditivos utilizados en la fracturaciones hidráulicas que realizan.

Se está produciendo un considerable avance en este campo, la industria debido a la presión social, está realizando un notable esfuerzo en reducir o eliminar algunos de los aditivos más controvertidos y no se descarta que en un futuro alcance el "food standard".

Se suelen inyectar entre tres y una decena de aditivos, todos son públicos y utilizados por otros tipos de industrias como la química, cosmética, farmacéutica e incluso alimentaria.

En Europa todos deben cumplir el Reglamento CE nº 1907/2006 relativo al registro, evaluación, autorización y restricción de sustancias y preparados químicos. Este reglamento conocido como REACH, que sustituyó a más de 40 directivas y reglamentos, creó un sistema integrado de registro, evaluación, autorización y restricción de sustancias y preparados químicos, obligando a las empresas que fabrican e importan sustancias y preparados químicos a evaluar los riesgos derivados de su utilización y adoptar las medidas necesarias para gestionar cualquier riesgo identificado. En ningún caso se inyectan compuestos de hidrocarburos como los BTEX.

4.7. Otras lecciones aprendidas

La larga experiencia en los EEUU ha permitido poner en valor que la aplicación de las mejores prácticas operativas, la protección al medioambiente, la transparencia informativa, con iniciativas del estilo de la página web *fracfocus.www*, y el incentivo que significa para los propietarios de los terrenos la perforación de un pozo en su predio, han sido factores de éxito claves en la transformación energética de los EEUU.

Conclusiones

A modo de conclusiones se puede afirmar que:

- Antes de iniciar la actividad se debe de realizar un estudio del área prospectiva integral, incluyendo aspectos tales como: estratigrafía, sismicidad, tectónica, hidrogeología, emanación de metano,

NORM y no limitarse al estudio de las formaciones prospectivas.

- En el mismo sentido, la gestión de agua deberá ser integral. El estudio de los sistemas hidrogeológicos de la zona prospectiva debe ser un elemento fundamental en la planificación del uso del agua y en la protección de los acuíferos locales.
- El establecimiento de la línea de base en el área prospectiva, será la referencia para poder contrastar cualquier anomalía.
- Uno de los factores de éxito en EEUU del gas no convencional han sido las iniciativas de colaboración abierta entre muy diversas entidades: universidades, grupos ecologistas, administraciones y compañías, como es STRONGER (*State review of oil and natural gas environmental regulations*).
- Todas las acciones orientadas a incrementar la transparencia e información pública de las compañías, como es FracFocus. Estas acciones redundan en la confianza mutua entre todas las partes interesadas.
- Aplicar las mejores prácticas conocidas. No inventar la rueda.
Porque, la lista de beneficios es larga:
 - Energía más barata.
 - Un país más competitivo.
 - Mejora de la balanza de pagos.
 - Mas renta disponible.
 - Menores emisiones de CO₂.
 - Generación de empleo de calidad.
 - Mejores infraestructuras.
 - Otro negocios próximos a la industria: mantenimiento, servicios, construcción de equipos,...
 - Exportación del *know how*,...
 - Nuevos negocios: restaurantes, tiendas,...

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CÁMARA A. y PENDÁS F. 2012. El gas no convencional una oportunidad de futuro. Consejo Superior Colegios Ingenieros de Minas. www.ingenierosdeminas.org/documentos

COGCC (Colorado Oil and Gas Conservation Commission). 2012. Departamento de Recursos Naturales del Estado de Colorado. www.cogcc.state.co.us/library/GASLAND

DAVIES R., FOULGER G., BINDLEY A. & STYLES P. 2013. Induced seismicity and hydraulic fracturing for the recovery of hydrocarbons. *Marine and petroleum geology* 45: 171-185.

FISHER M. & WARPINSKI N. 2012. Hydraulic-Fracture-Height Growth: Real Data. *SPE. Production & Operations* 27 (1): 8-19.

HAYES T. 2010. Shale Gas Water Management Consortiums: Marcellus and Barnett Regions. Ground Water Protection Council Water & Energy Symposium. Pittsburgh. www.gwpc.org/sites/default/files/event-sessions/3Hayes_Tom

IZAGUIRRE E. 2012. Explotación de recursos no convencionales... utilizando técnicas convencionales. Comunicación invitada en *Unconventional gas and freshwater conference*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. Madrid.

KENNY J. et al. 2009. Estimated use of water in the United States in 2005. U.S. Geological Survey. www.fracfocus.org/sites/default/files/publications

KING G. 2012. Hydraulic Fracturing 101: What every representative, environmentalist, regulator, reporter, investor, University researcher, neighbor and engineer should know about estimating frack risk and improving frack performance in unconventional gas and oil wells. Society of Petroleum Engineers. www.fracfocus.org/sites/default/files/publications

MAGOON L.B. & DOW W.G. 1994. The Petroleum system from source to trap. *AAPG Memoir* 60: 3-24.

MFE-NC-NS (Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety). 2012. Environmental impacts of hydraulic fracturing related to exploration and exploitation of unconventional natural gas deposits. www.bmu.de/english

MOLOFSKY L. et al. 2013. Evaluation of methane sources in groundwater in northeastern Pennsylvania. *Groundwater* 51 (3): 333-349.

MOORE S. 2012. Gas works? Shale gas and its policy implications. Policy Exchange: London. <http://www.policyexchange.org.uk/images/>

OHIO DEPARTMENT OF NATURAL RESOURCES (ODNR). 2012. Class II Disposal

Well Reforms/Youngstown Seismic Activity Questions and Answers. www.ohiodnr.com/downloads/northstar/YoungstownFAQ