

CONSIDERACIONES AMBIENTALES ASOCIADAS A LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

Rogelio Neder¹, Sabrina Torti López¹, Viviana Aguirre¹ y David Rubin¹

1: Neder, F.C.E.F y N. U.N.C., rogelioneder@gmail.com, tortilopezsabrina@gmail.com,
aguviru@gmail.com, georubin@yahoo.com.ar

Palabras clave: Fracturación hidráulica, Actividad sísmica, Agua, Riesgo ambiental

ABSTRACT

Environmental considerations associated with Fracking.

Due to the worldwide depletion of conventional hydrocarbon reservoirs, for some time now, more attention has been given to rocks that were previously called “mother” and which, at present and with new needs, are considered “unconventional reservoirs”. Hand in hand with this, the application of special extraction techniques for these hydrocarbons has been boosted. These techniques require a hydraulic stimulation, which generates micro cracks through which hydrocarbons can flow and thus the production of the deposit is achieved. The stimulation is done by injecting compound fluids in approximately 98% water. This opens a debate in an uninformed society, about the validity of the method and its associated risks. With the analysis of the presented information, it is concluded that it is a method that presents high levels of security and reliability.

INTRODUCCIÓN

Existen muy difundidas controversias asociadas a la explotación de reservorios de hidrocarburos no convencionales que radican en el empleo de la fracturación hidráulica, también conocida como “fracking”.

Esta actividad, es considerada por algunos actores sociales como perjudicial, sin contemplar que esta técnica ya viene siendo utilizada de manera sistemática y controlada desde hace varias décadas en la industria extractiva de hidrocarburos.

Por el hecho de tratarse de una tecnología que interactúa con el ambiente, requiere de la adopción de medidas preventivas que permitan mitigar o evitar los riesgos ambientales asociados.

Toda actividad industrial inicial viene acompañada de la lógica prevención y control, por la incertidumbre asociada, sin embargo, es entonces cuando pueden resolverse retos planteados y alcanzar objetivos ambiciosos. Así ha sido la historia de la humanidad: preguntarse y responder, encontrar soluciones y avanzar.

Este trabajo tiene como finalidad esclarecer aspectos técnicos relacionados a los riesgos ambientales asociados a la fracturación hidráulica.

¿Qué son los yacimientos no convencionales?

Durante años, las operaciones petroleras estuvieron dirigidas a la búsqueda y extracción de petróleo y gas alojados, bajo tierra, en los poros microscópicos de rocas permeables; es decir, cuyos poros están interconectados entre sí. Al igual que en una esponja, los fluidos (el gas y el petróleo) pueden moverse entre los poros. Dicho de otro modo, pueden viajar por el interior de esas formaciones, normalmente en dirección a la superficie. A veces, quedan atrapados por una roca impermeable, que no los deja pasar (porque sus poros están aislados unos de otros). Eso es un yacimiento de hidrocarburos convencionales: una roca reservorio permeable, cuyos hidrocarburos almacenados se encuentran atrapados por una roca sello impermeable. Todo lo que difiere de este esquema es considerado un hidrocarburo no convencional. Los mismos se caracterizan por poseer una permeabilidad muy baja con valores menores a 0,1 mD (miliDarcy), lo que imposibilita el desplazamiento de los hidrocarburos.

Las diferencias entre los hidrocarburos convencionales y no convencionales no radican ni en su génesis ni en su composición, sino en la petrofísica de las rocas donde se encuentran y en la manera de extraerlos.

Son hidrocarburos no convencionales:

- Los petróleos extrapesados, tan densos que a simple vista se ven como rocas, y se pueden extraer con palas.
- El metano atrapado en formaciones de carbón.
- Metano atrapado en el lecho congelado de los mares (hidratos de metano).
- *Tight Gas* (gas atrapado en rocas muy compactas, areniscas o calizas, de muy baja permeabilidad. Las mismas no son rocas madres sino roca almacén).
- *Shale Oil* (reservorio no convencional cuya matriz es una arcilla o pizarra)
- *Shale Gas* (gas natural producido desde una pizarra o esquisto)

En la Argentina, cuando hablamos de no convencionales (Fig. 1), nos referimos específicamente a dos tipos de hidrocarburos: los de las formaciones *shale*, como Vaca Muerta, y los de las formaciones *tight*. En ambos casos, se trata de formaciones muy compactas. Las *tight*, de baja permeabilidad. Las *shale*, directamente impermeables.

¿Qué es el fracking?

El fracking (Fig. 2), denominación de uso público, no es otra cosa que una antigua y habitual técnica petrolera muy conocida, llamada estimulación hidráulica. Se aplica desde hace décadas a

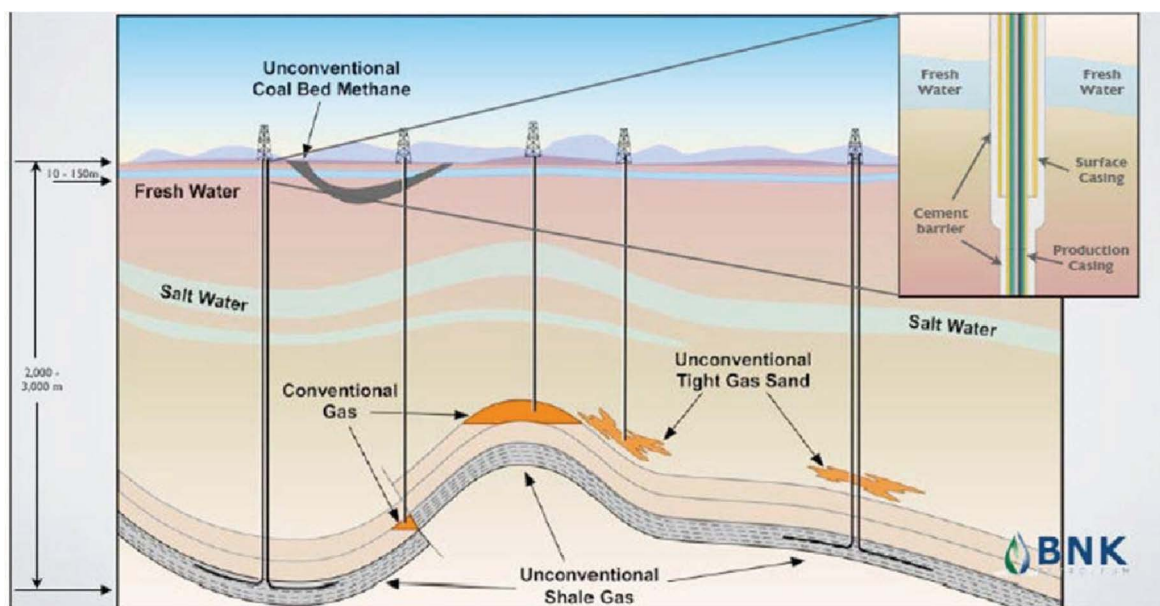


Figura 1. Esquema de yacimientos no convencionales posibles. Fuente: BNK Petroleum (2011).

pozos convencionales, de Argentina y de todo el mundo y, más recientemente, para extraer gas y petróleo de formaciones no convencionales, como Vaca Muerta.

El concepto es simple: mediante la inyección de un fluido de fractura se abren fisuras microscópicas en la roca, que se apuntalan con arenas especiales para que no vuelvan a cerrarse. Por los espacios entre los granos de arena, y a lo largo de las fisuras, pueden fluir el gas o el petróleo, incluso de formaciones completamente impermeables.

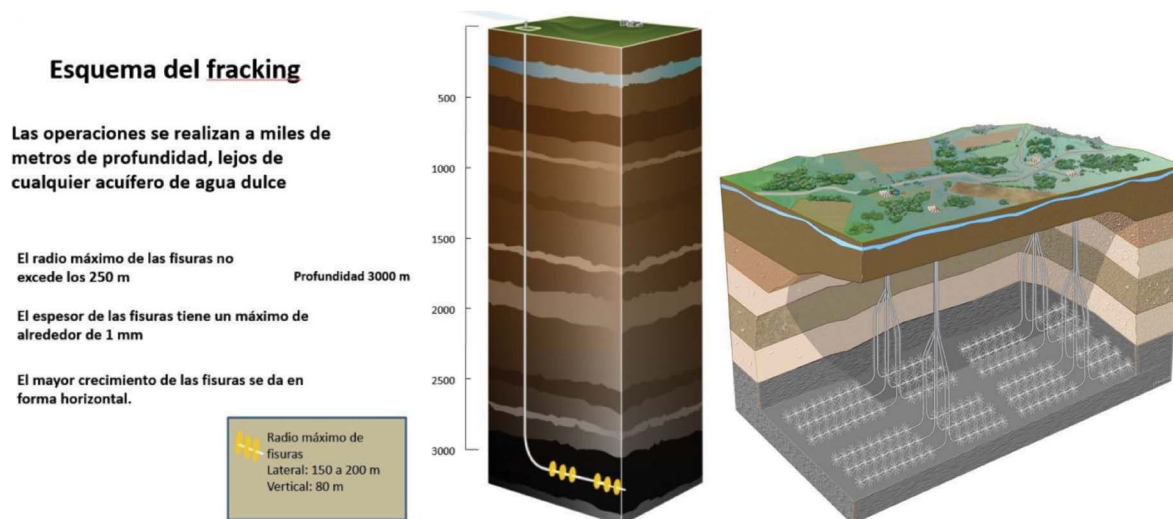


Figura 2. Esquema simplificado de estimulación hidráulica de una formación productiva.

Agua utilizada

Los volúmenes requeridos para la explotación *shale* (impermeable) varían en función de las características geológicas del reservorio, de la profundidad alcanzada por los pozos y del número de etapas de fracturación hidráulica. Por tanto, la cantidad de agua necesaria, se puede estimar en rangos de consumo.

La industria de los hidrocarburos trabaja bajo estrictas medidas de seguridad y de cuidado del ambiente. Por eso se realizan múltiples operaciones para garantizar la protección del pozo y su entorno durante la perforación. Por ejemplo, la protección de capas freáticas o superficiales, se trata de una práctica segura, ya que a medida que avanza la perforación, se colocan cañerías de acero, que luego son cementadas a las paredes del pozo para asegurar su hermeticidad y, de esa manera, aislarlo de las capas que fueron atravesadas, al tiempo que también las formaciones son aisladas unas de otras. Así, las fuentes de agua subterránea quedan protegidas y se evita cualquier tipo de contaminación.

Además del agua subterránea, los perforadores también se aseguran de que todos los fluidos que se utilizan o producen durante el proceso de perforación no contaminen lagos o arroyos en la superficie. Todos los fluidos utilizados en las instalaciones del pozo quedan dentro de tanques de acero, son tratados y, luego, reciclados o eliminados con la constante premisa de evitar dañar el medio en el que se encuentran, del mismo modo se procede con sólidos y recortes de perforación.

En el caso de los reservorios no convencionales se inyecta un fluido conformado por agua y arena a gran presión, junto con una muy pequeña porción de algunos químicos específicos, generando y conectando entre sí fisuras en la formación. Se busca aprovechar, agrandar y mejorar la red de fisuras naturales de la roca para facilitar el flujo de gas y el petróleo hacia el pozo.

Del volumen total de agua que se utiliza en el proceso de estimulación hidráulica, inicialmente, regresa a la superficie a través del pozo alrededor de un tercio. Esta agua que regresa es recolectada en una pileta sellada y se trata, para ser depositada en instalaciones específicas, siempre aislada de cualquier contacto con el medio natural.

Es importante destacar que el agua de la estimulación hidráulica que retorna a la superficie, y la que produce el pozo, en ningún caso se vierte a un cauce de agua natural ni al ambiente natural. Por el contrario, se trata y se dispone en sitios regulados y establecidos por la autoridad de aplicación correspondiente y los organismos de control específicos.

Tras el tratamiento, puede ser reutilizada en procesos de recuperación secundaria de hidrocarburos convencionales, en una nueva estimulación hidráulica o puede confinarse en pozos sumideros a cientos o miles de metros de profundidad, en formaciones estériles, formaciones que son elegidas, entre otras características, por no tener contacto alguno con reservorios superficiales de agua dulce, en pozos cuyas normas de construcción siguen las mismas estrictas regulaciones que los pozos de producción.

De lo anterior surgen algunas preguntas que deben ser respondidas para concientizar a la población en general, que por desinformación, es la que mayor resistencia presenta a la hora de aprobar la explotación de reservorios no convencionales.

1. ¿La estimulación hidráulica puede contaminar los acuíferos de agua potable?

Toda vez que se perfora un pozo, para cualquier actividad se atraviesan, si los hubiera, los acuíferos cercanos a la superficie, que son los que generalmente se utilizan para obtener agua potable. Esta agua subterránea se protege durante la perforación por medio de una combinación de un encamisado (Fig. 3) de acero protector y cemento, lo cual constituye una práctica muy consolidada. Una vez terminado el encamisado y fraguado el cemento, se corren por dentro de la tubería unos perfiles que permiten visualizar si hay alguna falla de hermeticidad en el pozo. De haberla, es reparada. Solo una vez que se ha comprobado fehacientemente la hermeticidad de la cañería (encamisado) se procede a realizar el resto de los trabajos en el pozo, entre ellos la continuación de la perforación a las profundidades en las que se encuentran los hidrocarburos. Una vez alcanzada dicha profundidad, se vuelve a entubar y cementar el pozo. Finalizado el entubamiento y nuevamente comprobada la hermeticidad del pozo respecto de sus paredes, se procede a inyectar agua y arena a presión; es decir, a la estimulación hidráulica. Las muy raras excepciones en las que el agua subterránea se vio afectada fueron debido a instalaciones defectuosas del encamisado protector, no a las fisuras en la roca generadora producidas por la estimulación hidráulica. Estas situaciones se resolvieron de inmediato, sin ningún impacto significativo.

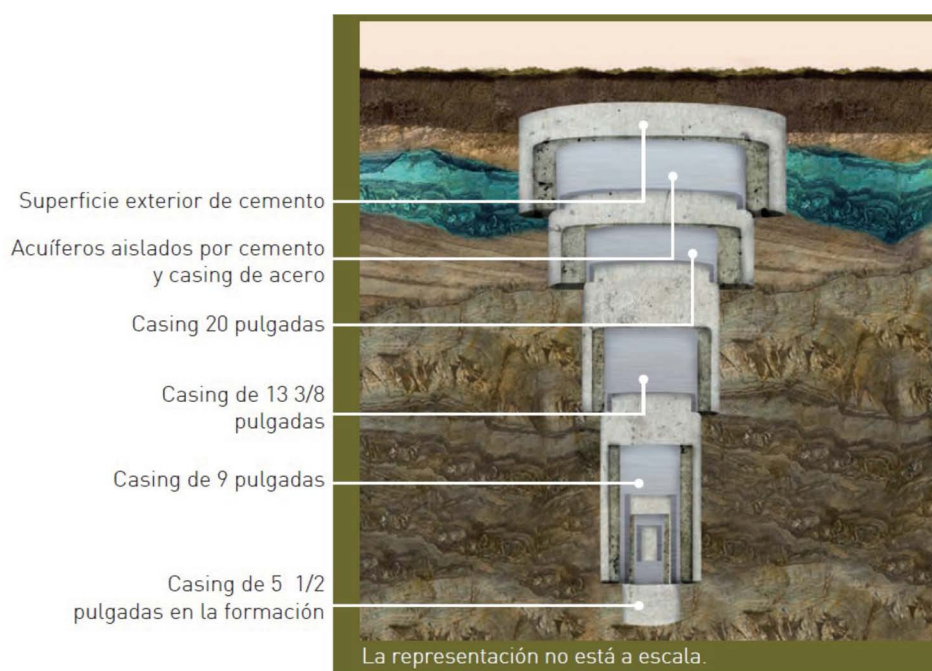


Figura 3. Esquema simplificado de encamisado de pozo. Fuente: El desafío energético de la Argentina. YPF

En cuanto a las fisuras que produce la estimulación hidráulica, en la Argentina, la mayoría de las rocas generadoras de hidrocarburos se encuentra a no menos de 2500 metros bajo la superficie. Los acuíferos para agua de uso doméstico por lo general se encuentran a menos de 300 metros por debajo de la superficie, separados de las formaciones generadoras de hidrocarburos por numerosas formaciones impermeables. No existe ningún trayecto físico entre las formaciones de esquistos y los acuíferos. Por lo tanto, la posibilidad de contacto es nula. De manera que la inyección de agua a alta presión no produce contaminación de acuíferos de agua potable.

Vale tener en cuenta que en el mundo, durante el último siglo, se perforaron de manera segura millones de pozos que atravesaron acuíferos, sin inconvenientes significativos. En nuestro país se llevan perforados más de 65000 pozos sin que se haya registrado contaminación de acuíferos.

2. ¿Es cierto que la estimulación hidráulica requiere de grandes cantidades de agua?

La producción de hidrocarburos no convencionales requiere del uso de importantes cantidades de agua, comparado con el sistema tradicional o convencional. Sin embargo, es significativamente menor respecto de las cantidades requeridas para la generación de energía a partir de otras fuentes o de las utilizadas por otras ramas de la industria y el agro.

Según la información que suministra la Organización de Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO), la cantidad necesaria de agua para producir algunos alimentos es la siguiente: para obtener un kilo de carne vacuna, se necesitan 1.500 litros de agua; para un vaso de leche, 200 litros; para un huevo, utilizamos 135 litros; la producción industrial de una hamburguesa utiliza 2.400 litros y para una taza de café, 140 litros (Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura - Día Mundial del Agua 2012).

¿Y cuánta agua se necesita para producir un metro cúbico de gas? La industria necesita tan sólo un litro por cada metro cúbico de gas no convencional. Esa cantidad de gas es lo que consume una cocina normal durante más de seis horas. Es decir, la extracción de *shale* gas necesita una cantidad mínima de agua con respecto a otras actividades.

La estimulación hidráulica de un pozo de hidrocarburos de esquisto, por ejemplo, suele demandar entre 10.000m³ y 30.000m³ de agua, dependiendo de la geología específica y de los requerimientos de dicha estimulación. Esta cantidad se utiliza por pozo, en general, por única vez en la historia de cada pozo. El abastecimiento de agua para esta actividad, además, está estrictamente regulado por las autoridades provinciales. En Neuquén, por ejemplo, sólo se puede utilizar agua para estimulación hidráulica de hidrocarburos de reservorios no convencionales, de cursos superficiales (ríos y lagos) y está prohibido el abastecimiento mediante acuíferos subterráneos de agua dulce. Una situación similar se produce en Chubut.

A modo de ejemplo, se calcula que la explotación intensiva y en plenitud de la Formación Vaca Muerta, que contiene el mayor potencial de gas y petróleo de esquisto, requeriría de menos

del 1% del recurso hídrico de Neuquén, frente a un 5% que requiere la población, la industria y el agro de la provincia, y al 94%, que desagua en el mar (Figs.4 y 5).

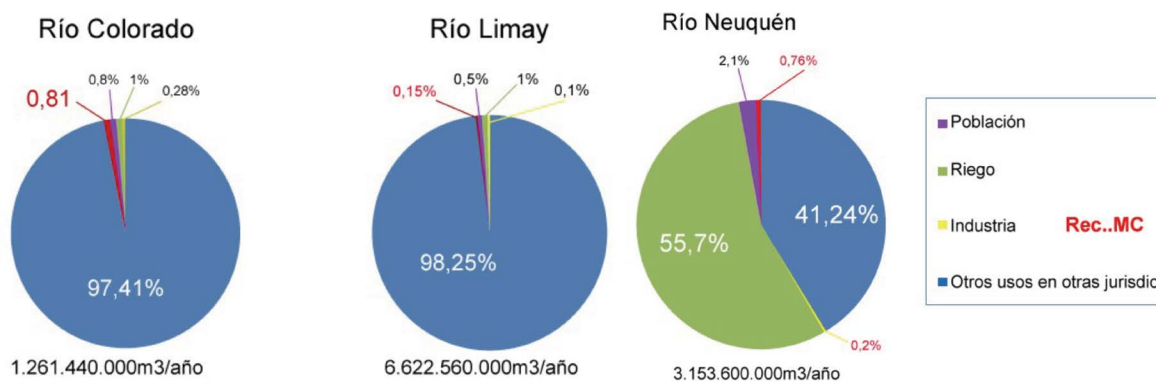


Figura 4. Usos productivos de los recursos hídricos superficiales de Neuquén (Según Plan Quinquenal 2.500 pozos en 5 años). Fuente: Ministerio de Energía, Ambiente y Servicios Públicos de Neuquén.

La industria experimenta constantemente nuevos desarrollos en búsqueda de reducir las cantidades de agua como, por ejemplo, la estimulación hidráulica con el agua que se extrae junto con los hidrocarburos de las formaciones convencionales (agua de purga). Además, la tendencia es a generar fisuras cada vez más pequeñas, lo que disminuye el requerimiento de agua también.

	Río Neuquén	Río Limay	Río Colorado	TOTAL
Caudal mínimo (m3/año)	3.153.600.000	6.622.560.000	1.261.440.000	11.037.600.000
Remanente tras otros usos	1.323.838.889	6.515.290.180	1.239.653.767	9.078.782.836
Demanda NC*	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000
Porcentaje requerido NC**	0,76%	0,15%	0,81%	0,11%

✓ Del análisis surge que de cumplirse con el Plan Quinquenal (2500 pozos en 5 años), la actividad requerirá del 0,11% del recurso hídrico provincial, muy por debajo de otras actividades.

*Tomando como base 2500 pozos, a 20.000m3 de agua por pozo durante 5 años (Plan Quinquenal)

FUENTE: Ministerio de Energía, Ambiente y Servicios Públicos de Neuquén

Figura 5. Porcentajes requeridos de agua dentro de los rangos de consumo previstos.

3. ¿Es cierto que los fluidos utilizados en la estimulación hidráulica contienen cientos de químicos peligrosos que no se dan a conocer al público?

Los fluidos de estimulación hidráulica, por lo general, están compuestos por un 99,5% de agua y arena, y un 0,5% de productos químicos. Es habitual que cualquier rama de la industria requiera de la utilización de químicos específicos, para distintas funciones. En el caso de la estimulación hidráulica para extraer hidrocarburos de reservorios no convencionales, el fluido contiene entre 3 y 12 aditivos, dependiendo de las características del agua y de la formación que se fractura. Se trata de inhibidores de crecimiento bacteriano (que impiden que proliferen las

TIPO DE SUSTANCIA	FUNCIÓN	FUNCIÓN EN EL HOGAR	CONCENTRACIÓN EN EL HOGAR	CONCENTRACIÓN EN EL FLUIDO DE FRACTURA
Hipoclorito de sodio (lavandina)	Acondicionamiento del agua, control del PH y microbiano	Desinfectante, agente blanqueador, tratamiento del agua. Uso médico	0,1% a 20%	0,01% a 0,02%
Hidróxido de sodio (soda cáustica)		Preparación de alimentos, jabones, detergentes, blanqueadores dentales	0,1% a 5%	0,002% a 0,1%
Carbonato de sodio (natrón)		Limpiadores, lavavajillas, pasta de dientes, acuarios, cuidado del cabello	0,5% a 85%	0,0% a 0,025%
Bicarbonato de sodio		Polvo leudante, limpiadores, pasta de dientes, polvo de bebés, acuarios	1% a 100%	0,0% a 0,006%
Ácido acético (vinagre)		Preparación de comidas, productos de limpieza	1% a 5%	0,0% a 0,1%
Cloruro de potasio	Expansión de arcillas	Sal de mesa dietética, uso médico, suplemento para mascotas	0,5% a 40%	0,0% a 0,91%
Pigmento CI o rojo 5	Preparación de gel y manejo de viscosidad	Colorante comestible, pigmentos de cosméticos, pinturas, colorante de jabones	0,01% a 30%	0,0% a 0,00009%
Cloruro de calcio	“	Detergentes, quesos, cosméticos, desodorantes, bebidas energizantes	0,1% a 90%	0,0% a 0,0002%
Cáscara de nuez		Tintura de pelo, exfoliante de piel, acuarios, esmalte de uñas	3% a 50%	0,0% a 0,006%
Goma guar		Cosméticos, productos horneados, helado, dulces, sustituto de trigo	0,5% a 20%	0,0% a 0,2%
Sílica		Vidrio, limpiadores en polvo, artículos de artística	1% a 100%	0,0% a 0,002%
Enzima hemi celulósica		Aditivo de vinos, pasta de soja, procesos industriales de alimentos, aditivo de alimentos de granja	0,1% a 25%	0,0% a 0,0005%
Borato de Monoetanolamina		Cosméticos, spray para cabello, antiséptico, detergentes	0,1% a 5%	0,0% a 0,1%
Resina acrílica		Desinfectante, colorante, empaque de alimentos	<0,01% a 2%	0,0% a 0,002%
Cloruro de sodio (sal de mesa)	“	Alimentación, soluciones salinas medicinales	0,03% a 99%	0,0% a 0,004%
Enzimas		Detergentes, jabones para ropa, removedores de manchas, limpiadores, café instantáneo	Aprox. 0,1%	0,0% a 0,0002%
Tiosulfato de sodio		Cuidado personal, protección de alimentos, acuarios, uso médico	0,1% a 30%	0,0% a 0,04%

Figura 6. Principales fluidos de estimulación. Fuente: El ABC de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG) 2013.

bacterias dentro del pozo); gelificantes (permiten que el fluido adquiera consistencia de gel); y reductores de fricción (para que el fluido fluya más eficientemente por dentro del pozo), entre otros. La mayoría de dichos aditivos están presentes en aplicaciones comerciales y hogareñas, en general, en concentraciones varias veces más elevadas que en los fluidos de estimulación (Fig. 6). Algunos de ellos pueden resultar tóxicos utilizados en altas concentraciones o ante exposiciones prolongadas. Es por eso que en ninguna fase del proceso el fluido de estimulación hidráulica entra en contacto con el medio ambiente.

La información sobre los aditivos químicos que se utilizan en los fluidos de estimulación hidráulica no es secreta ni reservada, y se encuentra a disposición de las autoridades de aplicación y regulatorias.

Arenas como agente de sostén

Las arenas utilizadas como agente de sostén deben reunir dos características principales: las texturales, es decir de buena esfericidad y redondez y las mineralógicas contener un elevado porcentaje de cuarzo en su composición. Deben tener una resistencia a la compresión mayor que una arena común, ya que se inyectan a gran profundidad y también deben conservar la conductividad.

Existen, a su vez, distintos tipos de arenas de sostén (llamadas *proppant* en inglés), que se diferencian según su composición y su procesamiento: las arenas silíceas; las resinadas, arena tratada especialmente en plantas en las que se le coloca una capa de resina para incrementar su resistencia; y las cerámicas, que presentan un nivel de dureza superior.

En explotaciones de reservorios no convencionales, las arenas cumplen un papel principal y de alta incidencia económica en el valor de la producción, ya que representan entre un 5 y un 9% del valor total del pozo. Esto se debe a las grandes cantidades de agentes de sostén que se necesitan, como así también al alto costo de estos ya que las mismas provienen en su mayoría del exterior.

En el país se han comenzado a poner en marcha en estos últimos años, plantas de extracción y producción de arenas como las ubicadas en la provincia de Chubut y Entre Ríos siendo prometedor el hecho de que arenas nacionales estén dando muy buenos resultados en sus propiedades.

Los eventos sísmicos en Argentina

La región oeste de Sudamérica posee una compleja morfología, con un margen occidental activo, en el cual la topografía y sismicidad reflejan la deriva de las placas de Nazca, Antártida y Sudamérica. Esta convergencia principal comenzó hace aproximadamente 100 millones de años con la subducción de sucesivas placas oceánicas hacia el Este por debajo de la placa continental Sudamericana, y un desplazamiento al Oeste del contacto océano-continente a una velocidad

absoluta actual de 2,2 cm/año, aunque las velocidades en distintas épocas variaron tanto en magnitud como en dirección (Uyeda y Kanamori 1979).

Entre los 28° y 32° de latitud sur, la placa de Nazca se introduce por debajo de la Sudamericana con actitud subhorizontal a unos 100 km de profundidad, a una tasa de 6,3 cm/año (Somoza 1998, Kendrick *et al.* 2003). Esta subhorizontalización se inició entre los 8 y 10 Ma (Jordan y Gardeweg 1987, Kay *et al.* 1991). Si bien se registran numerosos sismos a profundidades cercanas a los 100 km que delinear la posición de la placa, los principales terremotos destructivos se ubican a profundidades menores, en ambiente de intraplaca. En esa franja latitudinal se concentra gran parte de las deformaciones cuaternarias conocidas en la Argentina, las que muestran distintos grados de actividad. En este ambiente de intraplaca se produjeron los terremotos destructivos más importantes del país, como los terremotos de Mendoza de 1782 (Ms 6,7-7,2) y 1861 (Ms 7,2) y los de San Juan 1944 (Ms 7,4) y 1977 (Ms 7,4).

Entre los 31° y 33° de latitud sur se encuentra la transición entre el modo de subducción de la placa subhorizontal a normal. En la región existe una gran variedad de rasgos morfotectónicos que resultan de la acción de un régimen tectónico no uniforme en el espacio durante el Neógeno y Cuaternario, sobre un antepaís y margen cordillerano caracterizado por la distribución heterogénea de anisotropías mecánicas (Cortés *et al.* 2006).

Al Sur de los 33° S, el ángulo de subducción de la placa de Nazca es normal (~30°), desarrollándose una faja andina estrecha, cuyos rasgos neotectónicos se caracterizan por pliegues de propagación de falla y fallas con actividad durante el Cuaternario en el piedemonte de la Cordillera Frontal (Bastias *et al.* 1993, Cortés *et al.* 1999). En este sector la sismicidad disminuye notablemente, registrándose sólo eventos superficiales y de profundidad intermedia de baja magnitud.

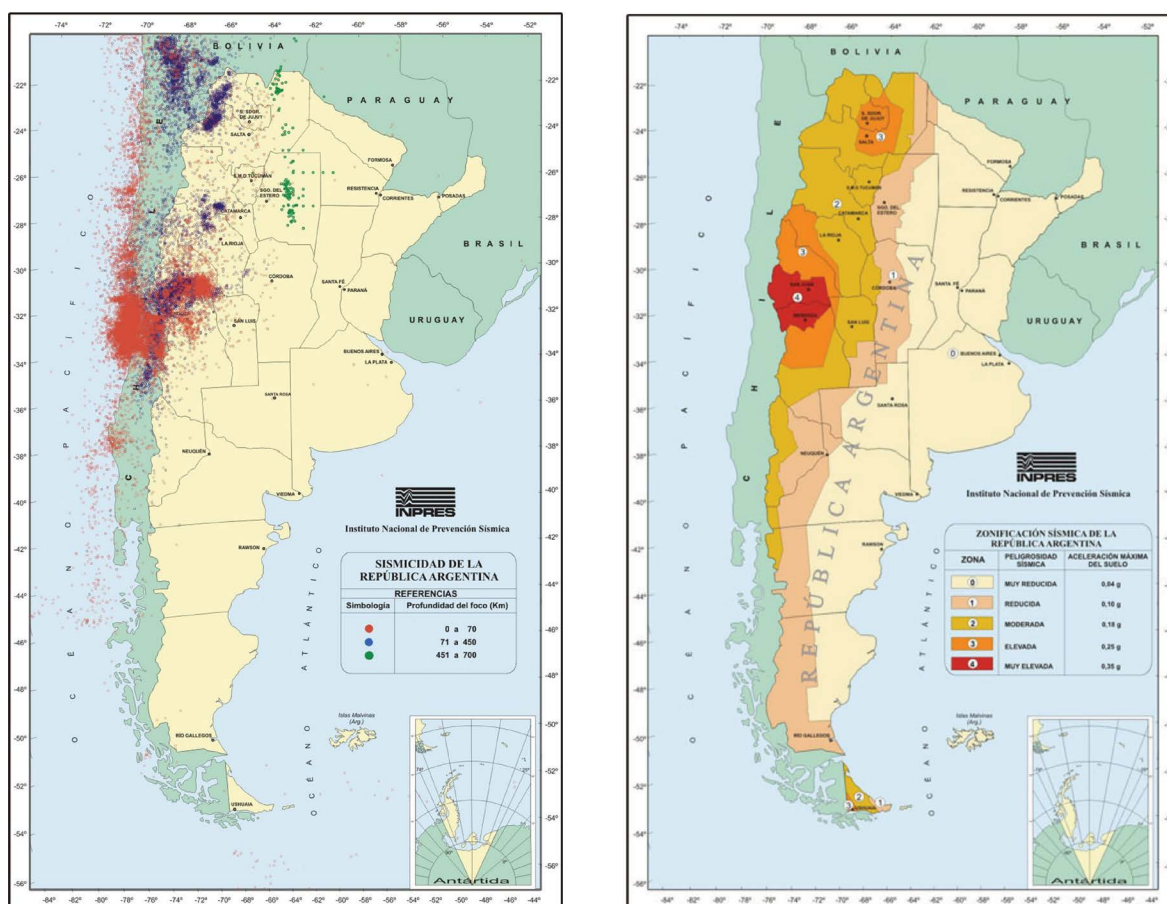
Por lo dicho anteriormente, al representar los epicentros de los sismos registrados en la Argentina se observa que la mayor parte de la actividad sísmica se concentra en la región centro-oeste y noroeste de nuestro país.

Si bien la región noroeste ha soportado terremotos destructivos en los últimos 400 años, éstos no han afectado mayormente a las zonas más densamente pobladas y, en consecuencia, no se le ha dado al problema sísmico la importancia que realmente tiene, en función del elevado nivel de peligro sísmico potencial. El terremoto del 25 de agosto de 1948, con epicentro en la zona este de la provincia de Salta, fue quizás el de mayor trascendencia de la región, por los daños que produjo en varias poblaciones de esa provincia y la de Jujuy, si bien fue reducido el número de víctimas.

Totalmente diferente ha sido la situación en la zona centro-oeste del país, donde los terremotos se han constituido en verdaderos desastres regionales. El terremoto del 20 de marzo de 1861 marca el inicio de una serie de eventos sísmicos que afectaron a las provincias de San Juan y Mendoza. Este terremoto destruyó totalmente a la ciudad de Mendoza, dejando un saldo de muertos equivalente a la tercera parte de la población, según los informes de la época, y puede

considerarse uno de los terremotos más desastrosos del siglo pasado en todo el mundo. Por otra parte, el terremoto del 15 de enero de 1944, que destruyó San Juan, representa con sus 10.000 muertos la mayor catástrofe de toda la historia argentina. El Sur argentino, por debajo de los 35° de latitud sur, ha sufrido en muchos casos las consecuencias de los grandes terremotos chilenos, que alcanzaron a producir daños de menor cuantía en las poblaciones limítrofes, siendo reducida la cantidad de sismos con epicentro en territorio argentino.

Como se puede observar (Figs. 7 y 8), la mayoría de los terremotos detectados en Argentina, se localizan mayoritariamente en las provincias de Mendoza y San Juan, en profundidades que rondan los 0 a 70 km. Las provincias de La Rioja, Catamarca, Salta y Jujuy, presentan ocurrencias de terremotos en profundidades que van de 70 a 450 km, mientras que los terremotos más profundos (entre 450 y 700 km) se localizan mayoritariamente en Santiago del Estero y Salta.



Figuras 7 y 8. Mapas de sismicidad y zonificación sísmica de la República Argentina según el Instituto Nacional de Prevención Sísmica.

Como se puede observar en el mapa de sismicidad, la mayoría de los terremotos detectados en Argentina, se localizan mayoritariamente en las provincias de Mendoza y San Juan, en profundidades que rondan los 0 a 70 km. Las provincias de La Rioja, Catamarca, Salta y Jujuy,

presentan ocurrencias de terremotos en profundidades que van de 70 a 450 km, mientras que los terremotos más profundos (entre 450 y 700 km) se localizan mayoritariamente en Santiago del Estero y Salta.

Al analizar las profundidades de los yacimientos no convencionales más importantes de la Argentina (Fm. Vaca Muerta, provincia de Neuquén) se observa que se encuentran a una profundidad media de 2000 a 3000 metros, lo que hace prácticamente imposible que las micro fracturas originadas por la estimulación hidráulica reactiven las fallas tectónicas originadas por los campos de esfuerzos actuales.

Otro factor importante a tener en cuenta es el peligro sísmico, que es la probabilidad de que ocurra una determinada amplitud de movimiento del suelo en un intervalo de tiempo fijado, y depende del nivel de sismicidad de cada zona. Para esto se realizan mapas de zonificación sísmica, los cuales determinan niveles de peligro sísmico. Un valor que permite comparar la actividad sísmica en cada una de las zonas es la máxima aceleración del terreno para un sismo de determinado; se expresa en unidades relativas “g”, siendo “g”, la aceleración de la gravedad.

En Argentina, según el Instituto Nacional de Prevención Sísmica (INPRES), se identifican 5 zonas. La Figura 8 muestra que las zonas con mayor peligro sísmico en la Argentina se desarrollaron fundamentalmente desde los 34° de latitud sur hacia el Norte. El peligro sísmico en las zonas donde se están desarrollando los reservorios no convencionales correspondientes a la Fm. Vaca Muerta es muy reducido.

Se puede decir que la energía requerida para generar una fractura hidráulica (por inyección de fluidos), es de varios órdenes de magnitud más grande que la energía liberada al momento de generarse la fractura misma. Cuando se compara la energía asociada con algunos eventos sísmicos mundiales, podemos corroborar que también son varios órdenes de magnitud más grandes que la energía liberada al momento de crearse un microevento por estimulación hidráulica.

Por otro lado, cuando se analiza las profundidades y lugares de mayor riesgo sísmico en el país, se observa que los yacimientos no convencionales más importantes de la Argentina (Fm. Vaca Muerta, provincia de Neuquén, entre otras) se encuentran a una profundidad mucho más somera, lo que hace casi imposible que las micro fracturas originadas por la estimulación hidráulica reactiven las fallas tectónicas originadas por los campos de esfuerzos actuales.

Por otro lado, como los sismos más importantes en la Argentina se desarrollaron fundamentalmente desde los 35° de latitud sur hacia el Norte, no existen sismos de alta intensidad en las zonas donde se están desarrollando los reservorios no convencionales correspondientes a la Fm. Vaca Muerta, y por ende existe poca posibilidad de reactivación de fallas por estimulación hidráulica.

En otras palabras, se ha comprobado que tanto las magnitudes, como las energías asociadas a eventos asociados a la estimulación hidráulica, son altamente despreciables al compararlas con eventos tectónicos.

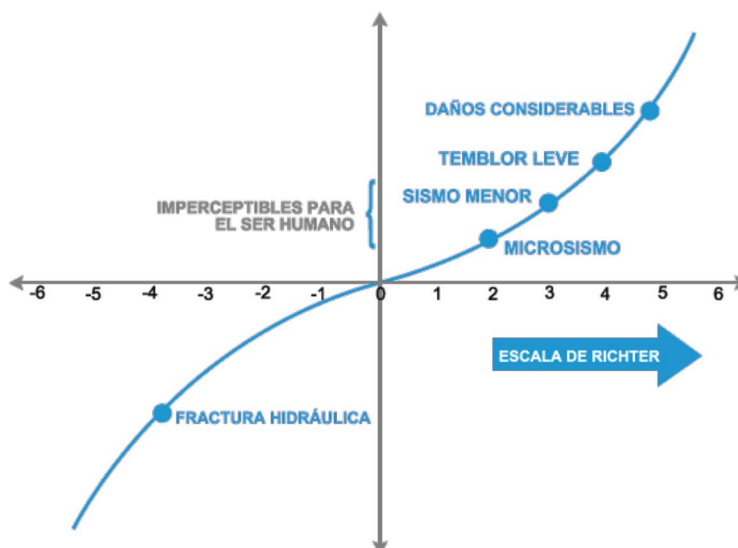


Figura 9. Intensidad sísmica de la fractura hidráulica.

Se podría pensar que el “0” en la escala de Richter se corresponde a la falta de movimiento y que, por lo tanto, es errónea la escala con números negativos. Sin embargo, no es así. Cuando Charles Richter desarrolló su célebre escala, en los años 30 del siglo pasado, intentó determinar la energía de un movimiento sísmico liberada en su epicentro. Pero en años posteriores, con el desarrollo de instrumentos más sensibles, se descubrió que en lo que para Richter era “0”, en realidad podían registrarse microsismos. Para no cambiar toda la escala, se decidió agregar números negativos.

CONCLUSIÓN

Con base en la información citada, la que se origina de la experiencias de adquiridas en miles de pozos de explotación de hidrocarburos alrededor del mundo, se concluye que en el “fracking” como en cualquier actividad industrial, ya sea extractiva (petróleo, gas, minerales) o transformadora (química, alimentaria, etc.) los riesgos en la salud, la seguridad y la preservación del ambiente, deben ser gestionados de manera eficiente a través de operaciones basadas en las buenas prácticas, la implementación de sistemas regulatorios, y la investigación en la optimización y la mejora de los procesos llevados a cabo. En definitiva, se trata de conocer cuáles son los hipotéticos riesgos y definir las líneas de actuación para minimizarlos, mitigarlos e, incluso, evitarlos. Ya que esta práctica de por sí, no constituye ningún riesgo extraordinario que no presente cualquier otro tipo de actividad industrial. Y si constituye una gran oportunidad para lograr el autoabastecimiento energético, debido a la gran cantidad de reservas que presenta el país.

REFERENCIAS CITADAS

1. Cámara Rascón, A. y Pendás Fernández, F. 2016. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas. Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro.
2. E.P.A. 2017. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States.
3. Ernesto López Anadón *et al.*, 2013. El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
4. Federico Alberto Gorrini, *et al.* 2014. Gas y petróleo convencional y no convencional. Perspectiva Argentina.
5. Henry Gustavo Chaves Gutiérrez. 2014. El uso del agua en la industria petrolera: fracturamiento hidráulico. Tierra y tecnología. Revista de información geológica. N° 41, 42, 45.
6. Hidrocarburos No Convencionales I. Tierra y Tecnología. Revista de Información Geológica N°41 Primer Semestre de 2012.
7. Hidrocarburos No Convencionales I. Tierra y Tecnología. Revista de Información Geológica N°42 Segundo Semestre de 2012.
8. <http://www.fao.org/americas/noticias/ver/es/c/229495/> Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura - Día Mundial del Agua 2012.
9. I.A.P.G. 2013. Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca Neuquina.
10. Juan Soldo, 2014. YFF S.A., Gerencia Ejecutiva de Exploración y Desarrollo, Buenos Aires, Argentina. Análisis del riesgo potencial ocasionado por las estimulaciones hidráulicas y su relación con los eventos sísmicos de mayor.
11. Luis Cabanillas *et al.* 2015. Hidrocarburos convencionales y no convencionales.
12. Marcelo Crotti, *et al.*, 2014. Inyección de agua en reservorios *shale* oil. El impacto de los fenómenos capilares sobre la producción.
13. Martín Castelló, *et al.* 2014. *Shale* gas & oil plays: consideraciones ambientales.
14. Rogelio Eduardo Marchetti, 2017. Arenas como agente de sostén para fractura hidráulica. Trabajo final de la escuela de geología. UNC. Córdoba Argentina.
15. www.apertura.com Qué son las arenas de sostén la nueva apuesta de YPF.
16. www.elfinanciero.com.mx, Riesgo consume más agua que el fracking de gas *shale* en Texas.
17. www.opsur.org.ar La extracción de hidrocarburos no convencionales requiere grandes cantidades de agua.
18. www.revistapetroquimica.com Optimización de gestión de aguas residuales en la racturación hidráulica de producción de petróleo y gas de esquisto.
19. www.shaleenargentina.com.ar
20. American Petroleum Institute – API (2010). API Guidance Document HF2 “Water Management Associated with Hydraulic Fracturing”.
21. Ministerio de Energía y Minería de la Nación: <http://www.energia.gov.ar/contenidos/>
22. United States Environmental Protection Agency - EPA (2015), “Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources”.
23. Publicación Arpel WP 01 - Junio 2016. Asociación de empresas del sector del petróleo, gas

- y biocombustibles en latinoamérica y el caribe. Oportunidades para el desarrollo de petróleo y gas no convencional en América latina y el Caribe.
24. Veolia Junio 2016 - Los nuevos desafíos de la industria del petróleo y el gas.
 25. Barreriro, E., & Masarik, G. (2011). Los reservorios no convencionales, un “fenómeno global”. Petrotecnia.
 26. Bidner, M.S. (2001). Propiedades de las rocas y los fluidos en reservorio de petróleo.
 28. Buenos Aires. Ed.Eudeba
 29. Decreto 1483/12 (Neuquén, Argentina). Disponible en: http://fracking.cedha.net/wp-content/uploads/2013/09/D1483-12_uso-agua-yac.-no-conv.Pdf (Acceso 16/06/2014)
 30. D'Huteau-Emmanuel. Características del agente de sostén utilizado en reservorios no convencionales. http://www.petrotecnia.com.ar/agosto12/sin_publicidad/LaArenal.pdf
 31. Ferrante, S. B., & Giuliani, A. (2014). Hidrocarburos no convencionales en Vaca Muerta, Neuquén: ¿Recursos estratégicos para el autoabastecimiento energético en la Argentina del siglo XXI? (dossier).
 32. Kozłowski, E., Vergani, G., & Boll, A. (2005). Las trampas de Hidrocarburos en las Cuencas productivas de Argentina. In Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos.
 33. Recommended Practices for Testing Sand Used in Hydraulic Fracturing Operations API recommended practice 56 second edition, december 1995.
 34. ANSI/API RP 19C (2008), Measurement of Properties of Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravelpacking Operations.
 35. ANSI/API RP 19C (2008), Part 2: Measurement of Properties of Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravelpacking Operations; AMENDMENT 1: Addition of Annex B: Proppand specification.