



INFORME ESTIMULACIÓN POR FRACTURA HIDRÁULICA EN FORMACIONES NO CONVENCIONALES

Experiencia en Mendoza
sobre Vaca Muerta

Ing. Miriam Skalany – Mendoza 2018

Contenido

INFORME ESTIMULACIÓN POR FRACTURA HIDRAULICA EN FORMACIONES NO CONVENCIONALES	- 4 -
Introducción	- 4 -
Definiciones.....	- 6 -
Explotación no convencional.....	- 6 -
Explotación Convencional de Hidrocarburos	- 6 -
Exploración no convencional	- 6 -
Pozos no convencionales	- 6 -
Pozos convencionales.....	- 6 -
Aditivos de Fractura	- 7 -
Características del proceso de Estimulación por Fractura Hidráulica para pozos no convencionales.....	- 7 -
Se trata, en definitiva, de generar las condiciones que, a veces y de un modo natural, se presentan en ciertos yacimientos de hidrocarburos que tienen porosidad y permeabilidad mayores.....	- 7 -
2. Perforación del pozo	- 8 -
3. Entubamiento del pozo	- 8 -
4. Punzado del pozo:	- 9 -
5. Fracturación de la formación productiva	- 9 -
6. Producción del Pozo:.....	- 10 -
Características de la formación Vaca Muerta	- 10 -
Antecedentes de aplicación de Estimulación por Fractura Hidráulica en no convencionales...-	11 -
Coincidencias y diferencias entre la explotación de yacimientos convencionales y no convencionales.....	- 12 -
Yacimiento.....	- 12 -
Perforación y puesta en marcha	- 13 -
Planteos Ambientales.....	- 15 -
¿Puede la estimulación hidráulica contaminar acuíferos de agua potable cercanos a la zona de las perforaciones, o que son atravesados por las perforaciones?	- 15 -
¿Es cierto que los fluidos utilizados en estimulación hidráulica, contienen cientos de productos químicos peligrosos que no se dan a conocer al público?.....	- 17 -
¿Puede la estimulación hidráulica activar fallas geológicas preexistentes y producir sismos o terremotos perceptibles por los seres humanos y/o que puedan dañar propiedades y activos de terceros?	- 19 -

¿Son perjudiciales para el medio ambiente las aguas residuales que se generan en la explotación de hidrocarburos no convencionales? ¿Pueden ser mitigados o remediados estos problemas?	- 21 -
¿Es cierto que la estimulación hidráulica mediante el fracking requiere de “grandes cantidades de agua” .?	- 21 -
Regulación Ambiental de la Estimulación Hidráulica en Yacimientos no Convencionales .	- 22 -
Conclusiones.	- 23 -
ANEXO 1	- 25 -
ACADEMIA NACIONAL DE INGENIERÍA - INSTITUTO DE ENERGÍA -ASPECTOS AMBIENTALES EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	- 25 -
ANEXO 2	- 25 -
EL ABECÉ DE LOS HIDROCARBUROS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES – Instituto Argentino del Petróleo y Gas	- 25 -

INFORME ESTIMULACIÓN POR FRACTURA HIDRAULICA EN FORMACIONES NO CONVENCIONALES

Introducción

La exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales se encuentra enmarcada dentro de lo establecido por la Ley Nacional 27007, modificatoria de la Ley 17319, promulgada el 30 de octubre del 2014, la provincia de Mendoza adhiere a la misma mediante Ley 7526.

En la Provincia de Mendoza la evaluación de Impacto Ambiental de la Exploración y Explotación de Hidrocarburos no Convencionales se encuentra reglamentado por Decreto 248/18

Argentina¹ posee uno de los recursos de petróleo y gas no convencionales más importantes del mundo. Es muy probable que una proporción destacada de estos recursos se reclasifiquen en reservas, convirtiendo a nuestro país en un significativo productor y eventual exportador de petróleo y gas de reservorios no convencionales. Esta situación, que en Estados Unidos llevó a la denominada “revolución del shale”, permitió en pocos años que la producción proveniente de reservorios no convencionales abastezca - en dicho país - un tercio de su consumo de gas, generando - simultáneamente - un fuerte impacto sobre el mercado mundial de hidrocarburos. Es de esperar que este fenómeno se repita en Argentina, si se promueven las condiciones adecuadas para inducir y asegurar la concreción de las importantes inversiones requeridas, y si el país se prepara adecuadamente para el desarrollo de estos reservorios.

Los hidrocarburos "convencionales", que se han explotado tradicionalmente desde hace más de un siglo, son exactamente los mismos que los llamados no convencionales. La principal diferencia es la forma en que se encuentran almacenados, tanto el gas como el petróleo.

Para un yacimiento convencional el hidrocarburo se encuentra alojado en una formación permeable 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, cuando comienza el proceso de extracción. Eso es un yacimiento de hidrocarburos convencionales: una roca reservorio permeable, cuyos hidrocarburos almacenados provenientes de una roca madre (donde se generaron), quedaron atrapados, después de la migración, en la roca reservorios que se encuentra sellada por una capa impermeable.

¹ Academia Nacional de Ingeniería- DOCUMENTO NÚMERO 5 REQUERIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DEL RESERVORIO DE VACA MUERTA (NEUQUÉN / ARGENTINA)- dic. 2014
Autor: Ing. Miriam Skalany . Directora: Dirección de Protección Ambiental 2018

Todo lo que difiere de este esquema es considerado un hidrocarburo "no convencional".

En la Argentina², cuando hablamos de "no convencionales", 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.

En el caso del shale (que los geólogos identifican como lutitas y margas), son las denominadas rocas madre, porque en ellas se formó el hidrocarburo a partir del depósito de materia orgánica en el lecho de lagos y mares. En ellas, a lo largo de millones de años, la materia orgánica atrapada (restos de microorganismos, algas, animales, etc.), por efecto de la presión, temperatura y ambiente sin oxígeno, se convirtió en gas y petróleo.

En la Argentina, hablar de extraer el shale gas y shale oil es, precisamente, ir a buscar los hidrocarburos allí, en las formaciones en las que se generaron, y que quedaron sin migrar a formaciones permeables o yacimientos convencionales.

Como el gas y el petróleo se encuentran distribuidos en millones de poros microscópicos que, a diferencia de los reservorios convencionales, no están interconectados entre sí y, por lo tanto, no pueden desplazarse por el interior de la formación, es necesario generar artificialmente vías para que puedan fluir hacia el pozo.

Se trata, en definitiva, de abrir las diminutas fisuras en la roca generadora, creadas por la naturaleza durante la formación de los hidrocarburos, y hoy cerradas por el peso de kilómetros de roca depositados sobre ella.

Para eso se utiliza una técnica denominada estimulación hidráulica, fractura hidráulica o fracking, en inglés, desarrollada hace casi 80 años, y utilizada regularmente en nuestro país durante el último medio siglo (para mejorar la permeabilidad de los yacimientos convencionales), y que consiste en inyectar a presión un fluido formado básicamente por agua y arena (99,5%), más el agregado de algunos aditivos químicos (0,5%), extremadamente diluidos.

Una vez que la fisura se genera por la acción de la presión del agua, es necesario garantizar que no se vuelvan a cerrar, una vez que la presión disminuya. Es por eso que al agua se le agrega un "agente de sostén" (arenas especiales), que ingresa en las fisuras y las apuntala para impedir que vuelvan a cerrarse. A partir de ese momento, por esas fisuras abiertas del orden

² Instituto Argentino del Petróleo y Gas- Shale en Argentina
Autor: Ing. Miriam Skalany . Directora: Dirección de Protección Ambiental 2018

de 2 mm de espesor, y apuntaladas por los granos de arena, pueden fluir los hidrocarburos hacia el pozo, para permitir su extracción.

La extracción de hidrocarburos convencionales y no convencionales tiene muchos puntos en común (la perforación del pozo, y la extracción por ejemplo), y sólo difieren en que los segundos requieren, sí o sí, estimulación hidráulica (fracking), más allá de que desde hace varias décadas se utiliza en pozos convencionales como una forma de incrementar la producción de los pozos.

Definiciones

A fin de ordenar el desarrollo del presente informe se definen los términos a utilizar:

Explotación no convencional³: Entiéndase por Explotación No Convencional de Hidrocarburos la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad.

Explotación Convencional de Hidrocarburos⁴: Extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos provenientes de formaciones convencionales que pueden ser areniscas, carbonatos u otras litologías donde el flujo hacia el pozo se realiza a través del sistema poroso de la formación.

Exploración no convencional⁴: búsqueda de petróleo o gas en formaciones no convencionales

Pozos no convencionales⁴: perforaciones que se realizan en los reservorios no convencionales. En estos pozos, de tipo vertical u horizontal, es necesario realizar estimulaciones o fracturas hidráulicas a fin de generar la permeabilidad y transmisibilidad necesaria para la producción de los fluidos.

Pozos convencionales: a las perforaciones que se realizan en los reservorios convencionales. En estos pozos, puede o no ser necesario realizar estimulaciones o fracturas hidráulicas a fin de mejorar la permeabilidad y transmisibilidad necesaria para la producción de los fluidos

³ Texto de la Ley 27007 art. 5

⁴ Decreto 248/18 Pcia. de Mendoza

Autor: Ing. Miriam Skalany . Directora: Dirección de Protección Ambiental 2018

Agua de retorno (flowback)⁴: es el fluido que se genera producto de la estimulación hidráulica de un pozo y retorna total o parcialmente a la superficie.

Aditivos de Fractura⁴: toda sustancia que se adiciona al agua de fractura.

Características del proceso de Estimulación por Fractura Hidráulica para pozos no convencionales

La Fracturación hidráulica es una técnica utilizada desde hace más de 60 años en millones de pozos de exploración y producción de hidrocarburos en todo el mundo. La técnica permite mejorar la extracción de los hidrocarburos almacenados en los poros de las rocas que tienen una baja permeabilidad, es decir, en aquellas rocas cuyos poros están poco o nada interconectados entre sí. Consiste en producir pequeñas fracturas en la roca, para favorecer y aumentar esta interconexión, permitiendo que el gas o petróleo fluya hacia el pozo y de ahí hasta la superficie.

Se trata, en definitiva, de generar las condiciones que, a veces y de un modo natural, se presentan en ciertos yacimientos de hidrocarburos que tienen porosidad y permeabilidad mayores.

El proceso comienza con:

Locación múltiple

1. **La construcción de la locación**⁵ que es el sitio acondicionado donde se instalarán todos los equipos e instalaciones necesarias para realizar la perforación para el caso de pozos convencionales únicos es de 80 x 80 metros, para pozos no convencionales, que en general son locaciones múltiples puede alcanzar 150 x 150 metros. En la provincia de Mendoza se obliga a utilizar locación seca, lo que significa que no existe contacto de fluidos con el suelo, todos los fluidos utilizados en las instalaciones del pozo quedan dentro de tanques, que luego son tratados y, luego, reciclados o eliminados, lo que reduce la posibilidad de que algún fluido que se



⁵ PR IAPG – SS – 01 – 2009 – 00

Autor: Ing. Miriam Skalany . Directora: Dirección de Protección Ambiental 2018

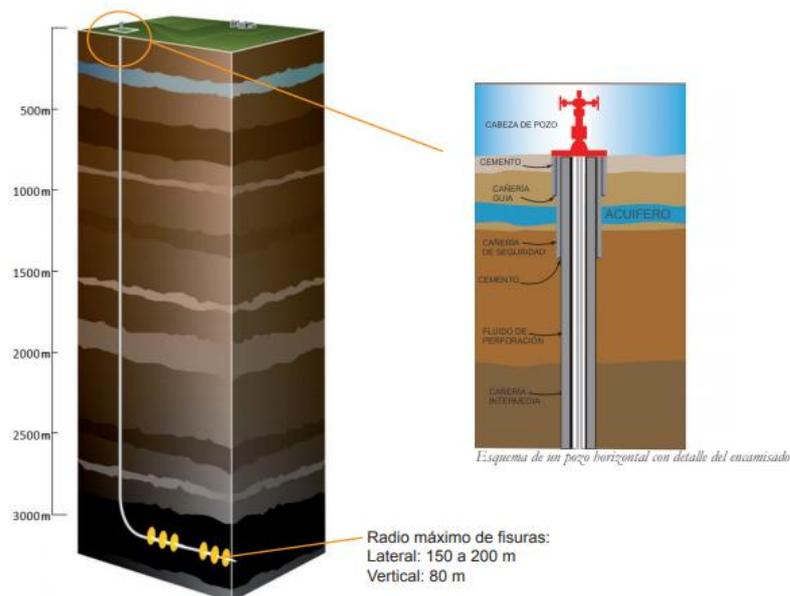
utilice durante la perforación y posterior estimulación, no provoquen afectación del suelo o de los acuíferos.

2. **Perforación del pozo:** Los pozos de acuerdo a su trayectoria se clasifican⁶ en Vertical; Horizontal; Desviado o Multilateral de acuerdo a la estructura y características del yacimiento. Para los Yacimientos convencionales se utiliza generalmente pozos verticales, horizontales o desviados. En el caso de yacimientos no convencionales, como en la formación Vaca Muerta, el pozo se inicia como vertical hasta llegar a la formación deseada (entre 2000 y 3000 m de profundidad) para luego perforar en forma horizontal a lo largo de la formación.
3. **Entubamiento del pozo**⁷: 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. Cuando estos acuíferos son atravesados, se perfora unos 200 mts adicionales y se procede a entubar el pozo con una cañería llamada de entubación (guía). Posteriormente se cementa esta cañería en la zona entre la misma y el pozo, desplazando el cemento del interior del casing y haciéndolo subir por el espacio entre la cañería y el pozo, hasta la superficie. Se deja que el cemento frague y se corren perfiles llamados CBL, que miden la calidad del mismo y la adherencia de este a la cañería y a la formación. De esta forma se asegura la aislación de la formación con agua de consumo. Mientras este control no se verifique y estemos seguros de la calidad del cemento, el pozo no se puede seguir perforando. Si esta correcto, se sigue perforando hasta la formación productiva. En caso de encontrarse otros acuíferos de agua salada, estos también deben ser aislados con cemento para evitar que la salinidad corra el casing. Estos se detectan corriendo en el pozo perfiles que nos permiten identificar estas formaciones. Una vez, llegado el trepano a la formación productiva, se perforan unos cien metros adicionales y se entuba el pozo con una cañería similar a la guía, pero de menor diámetro. Luego se cementa de la misma forma que la guía, pero solo en la zona de la formación y unos 100 mts. por encima. Después de fraguado el mismo, se corre nuevamente un perfil CBL para verificar que la formación productiva este perfectamente aislada. De esta forma se evita cualquier tipo de contaminación.

⁶ unam.mx Capítulo III Perforación y Terminación de Pozos

⁷ IAPG . NO convencionales shale oil, shale gas, tight gas

Autor: Ing. Miriam Skalany . Directora: Dirección de Protección Ambiental 2018



4. **Punzado del pozo:** Finalizado el entubamiento y cementación y nuevamente comprobada la hermeticidad del pozo respecto de sus paredes, se procede a perfilar el pozo para tomar información sobre las características de la formación productiva, información fundamental para programar el desarrollo posterior del pozo.

Con esa información se decide que partes de la formación productiva se van a abrir al pozo y esto se hace a través de pequeñas perforaciones de no más de 1 a 2 cm de diámetro. Este procedimiento se denomina punzado y se hace con herramientas especiales que se bajan al pozo y se disparan desde superficie. El punzado atraviesa la cañería y entra alrededor de un metro, en la formación.

5. **Fracturación de la formación productiva:** Si se verifica la falta de ingreso de fluidos al pozo, por la baja permeabilidad, se procede al tratamiento para mejorar la permeabilidad de la formación, a través de la maniobra denominada fractura hidráulica. Para ello se baja una cañería desde la superficie que se usa para inyectar a través de ella los fluidos para fracturar. El agua con agente de sostén y aditivos se inyecta a una presión suficiente que permita producir pequeñas fisuras en la roca, para generar un aumento de la permeabilidad. El agua inyectada va acompañada de arena que permite que estas fisuras no se cierren, una vez que han sido abiertas por la fracturación, y entre 8 y 12 aditivos que facilitan la misma, en concentraciones muy bajas. La longitud de las fisuras esta en el orden de los 250 metros en forma horizontal y no mas de 80 mts verticales. El proceso de fracturación⁷ se hace una sola vez en la vida del pozo. En cuanto a las fisuras que se producen en la estimulación hidráulica, en la Argentina, la mayoría de las rocas generadoras de hidrocarburos comienza a ser

explotable por debajo de los 2500 metros de profundidad. 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. Teniendo en cuenta que verticalmente las fisuras no superan los 80 mts, existe una distancia que supera ampliamente los 2300 mts. entre estas y los acuíferos. Por lo tanto ES IMPOSIBLE que haya contacto entre las fisuras y los acuíferos de agua dulce...

A lo largo del proceso de fractura, y para garantizar la total seguridad de las operaciones, las operadoras controlan en tiempo real las presiones del fluido de fracturación, que depende de las características de las formaciones y miden la microsismicidad en profundidad, con instrumentos especiales para verificar la calidad de las fisuras

- 6. Producción del Pozo:** Las múltiples fisuras que se realizan en el pozo (dependiendo la cantidad de la superficie de formación expuesta al pozo), se realizan en etapas, terminada una etapa se coloca un tapón que impide que el hidrocarburo y el flowback circule por la tubería y pueda llegar a la superficie. Concluido el proceso de fractura se retiran los tapones paulatinamente y el pozo devuelve parte del fluido inyectado, acompañado del hidrocarburo y agua originalmente presente en la roca. Al cabo de unas horas o días, dependiendo de cada caso, el pozo ya está listo para producir un flujo de hidrocarburo durante años o décadas. El flowback es tratado en tanques y en caso de no ser necesario su uso para otras fracturas, se procede a inyectarlo en la formación productiva

Características de la formación Vaca Muerta

Vaca Muerta es la principal formación de shale en la Argentina. Su gran potencial se debe a sus características geológicas y su ubicación geográfica.

La formación Vaca Muerta se encuentra en la Cuenca Neuquina, al sudoeste del país, y tiene una superficie de 30 mil km², de los cuales YPF posee la concesión de más de 12.000 km², sobre los que ha realizado estudios para evaluar con más precisión el potencial de los recursos. Los resultados obtenidos han permitido confirmar que Vaca Muerta tiene un enorme potencial para la obtención de gas (308 TCF) y que cuenta con importantísimos recursos de petróleo que

alcanzan los 16,2 miles de millones de barriles, según el último informe del EIA 2013, lo que significa multiplicar por diez las actuales reservas de la Argentina.

La formación tiene entre 60 y 520 metros de espesor, lo que permite en algunos casos el uso de perforación vertical, con lo que se reduce significativamente los costos de extracción y mejora la viabilidad económica para la extracción de estos recursos.

Vaca Muerta tiene 4 propiedades geológicas que la distinguen como una formación de shale única en el mundo: importante cantidad de Carbón Orgánico Total (TOC), alta presión, buena permeabilidad y gran espesor.

A su vez, a diferencia de lo que ocurre con otras formaciones de shale, se encuentra alejada de centros urbanos, lo que facilita notablemente las operaciones.



Otra ventaja es que se encuentra a una profundidad mayor a los 2.500 metros, muy por debajo de los acuíferos de agua dulce, lo cual hace más segura su extracción y disminuye los riesgos ambientales.

Además, en esta región existe una importante actividad de producción de gas y petróleo convencional, por lo que se cuenta con la infraestructura necesaria para el desarrollo del shale.

Antecedentes de aplicación de Estimulación por Fractura Hidráulica en no convencionales

Los recursos del shale son conocidos desde principios del siglo XX, pero hasta hace algunas décadas no existía la tecnología para extraerlos. A comienzos de los 70, por iniciativa del gobierno de EE.UU., se asocian operadores privados, el Departamento de Energía de EE.UU. y el Gas Research Institute para potenciar el desarrollo de tecnologías que permitan la producción comercial de gas de formaciones de shale. Esta asociación posibilitó el desarrollo de las tecnologías que son cruciales para la producción de shale gas y oil. Son pocas las regiones y países que tienen yacimientos no convencionales con reservas estimadas.

Autor: Ing. Miriam Skalany . Directora: Dirección de Protección Ambiental 2018

El shale ha producido un cambio de paradigma en la producción mundial de hidrocarburos y en los mercados energéticos, ya que EE.UU., el mayor consumidor mundial de energía, dejará de ser importador de gas en pocos años gracias al aumento de su producción proveniente de los recursos del shale.

Yacimientos No Convencionales en el Mundo



El shale también producirá un gran cambio en la Argentina, ya que cuenta con enormes recursos técnicamente recuperables, los cuales alcanzan los 802 billones de pies cúbicos, ubicándose como la segunda potencia de estos recursos, detrás de China.

Coincidencias y diferencias entre la explotación de yacimientos convencionales y no convencionales

Yacimiento

De acuerdo a lo publicado por la Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo⁸,

Yacimientos convencionales	Yacimientos no convencionales (tipo shale)
Existencia de una roca reservorio porosa y permeable para la acumulación de hidrocarburos.	Existencia de una roca reservorio de muy baja porosidad y permeabilidad
Acumulación relacionada a una trampa con una roca impermeable que evita su fuga.	No necesita de una trampa para su acumulación, debido a que los hidrocarburos se alojan en la roca madre.
Normalmente presentan dentro del reservorio un límite definido o una separación inferior, entre los hidrocarburos y el agua.	No hay límites definidos entre los hidrocarburos y el agua en la roca que los aloja.
Normalmente no necesitan estimulaciones (mejora artificial de la permeabilidad) para producir. Cuando lo requieren es a una escala mucho menor que la de los no convencionales.	Necesitan estimulación artificial para producir (fracturación) de gran envergadura.
Predominan los pozos verticales sobre los horizontales.	Mejor producción con pozos horizontales.

Autor: Ing. Miriam Skalny . Directora: Dirección de Protección Ambiental 2018

la principal diferencia entre yacimientos convencionales y no convencionales está dada por la baja permeabilidad de la roca que contiene el hidrocarburo, por lo que para el caso de los tipo shale necesitan siempre estimulación artificial con presiones altas, mientras que en el caso de los convencionales no siempre esta es necesaria.

En todos los casos cuando se aplica estimulación hidráulica la presión de fractura estará dada por la profundidad y características de la formación, ya sea convencional o no convencional. El Hidrocarburo es de las mismas características mientras uno migró y se acumulo en una roca porosa el otro quedó retenido en la roca donde se genero sin posibilidad de migrar

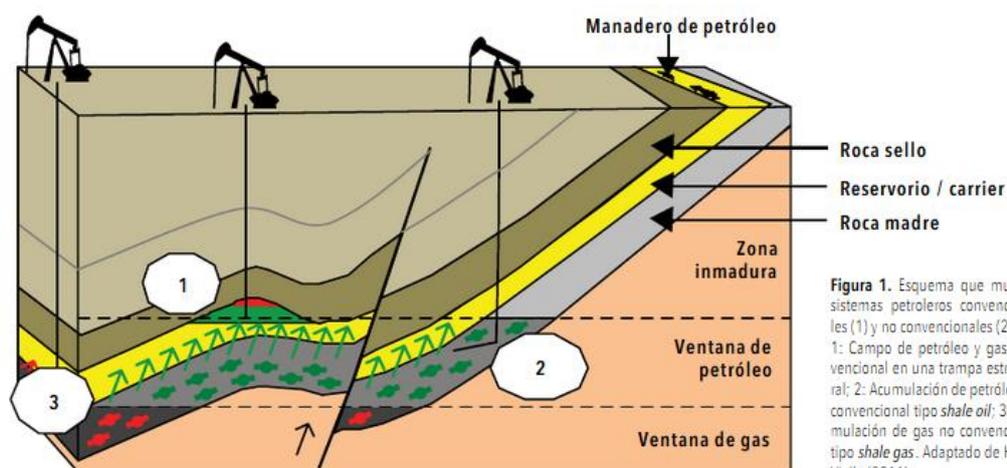
Perforación y puesta en marcha

El cuadro muestra las características para la perforación y puesta en producción de pozos convencionales, con y sin estimulación y no convencionales en base a los datos obtenidos de las estimulaciones realizadas de los pozos PETRE.MD.N.CP-1013 (Cerro Pencil), PETRE.MD.N.CP-1015(Cerro Pencil), PETRE.MD.N.CP-1017 (Cerro Pencil) y YPF.Md.Nq.PR-59 (Puesto Rojas), en los meses de Julio/Agosto del

Para estimulación en **Pozo convencional** se tomo la experiencia del pozo CDM 3002 de Cerro del Medio, al cual se lo estimulo en 2 fracturas

Del análisis de la información se deduce que la construcción de las locaciones, la perforación de los pozos, los fluidos de perforación utilizados, el entubamiento y aislación de los pozos y la puesta

en marcha y procesos de extracción son iguales para los tres casos analizados.



La estimulación sobre formaciones convencionales y no convencionales difiere en la presión de fractura, dada por la profundidad de la formación y la resistencia de la misma dada por la porosidad. Los volúmenes de agua utilizados están directamente relacionados con la resistencia de la formación.

⁹	Pozo convencional con estimulación	Pozo no convencional	Pozo convencional sin estimulación
Locaciones	Pozo único 80 x80 m	Pozos múltiples 150 x 150 m	Pozo único 80 x80 m
Tipo de Pozo	Vertical o Dirigido	Vertical y Horizontal	Vertical o Dirigido
Equipos de perforación	rotativos	rotativo	rotativos
Fluidos de Perforación	Iguals (lodos)	Iguals (lodos)	Iguals (lodos)
Entubamiento y Aislamiento (**)	Iguals	Iguals	Iguals
Estimulación¹⁰	Cuando lo requiera	siempre	No
Presión(*)	Aprox. 150 kg/cm ²	Aprox. 200 kg/cm ²	No
Agente sostén (5%)	Arena (sílice)	Arena (sílice)	No
Agua(94,5%)	1200 m ³	1700 y 3200 m ³ (vertical)	No
Aditivos(0,5%)	Bactericidas; Gelificante; Surfactante; Antifricción; Desincrustantes	Bactericidas; Gelificante; Surfactante; Antifricción; Desincrustantes	No
Producción (Vida útil del pozo)	Primaria; recuperación secundaria y terciaria	Primaria	Primaria; recuperación secundaria y terciaria
Origen de Agua de fractura	Agua de formación y agua dulce	Agua de formación y agua dulce	no
Area de extracción	amplia	restringida	amplia

(*) La presión se calcula teniendo en cuenta la columna litoestática, es decir la presión que ejerce las formaciones superiores sobre la roca reservorio y la porosidad de la roca a fracturar.

De este análisis se concluye no existen diferencias significativas entre el proceso de Estimulación sobre pozos convencionales, actividad que se desarrolla en la provincia de Mendoza desde el año 1960, con la actividad que se realiza en Yacimientos NO convencionales, la diferencia radica en la presión ejercida para obtener la fractura (dada por la profundidad y características de la formación) y el volumen de agua utilizado para obtener la fractura.

⁹ Informe de Final de la Auditoría realizada al proyecto de Estimulación Hidráulica de las Perforaciones CP-1013; CP-1015; CP-1017 y PR-59, en el área de Concesión Puesto Rojas, operada por la empresa El Trébol S. A.,

¹⁰ Datos de las operaciones realizadas en el Yacimiento de Puesto Rojas Año 2017

Autor: Ing. Miriam Skalany . Directora: Dirección de Protección Ambiental 2018

Tanto el proceso de perforación como la producción del pozo no difiere entre yacimientos convencionales y no convencionales

Planteos Ambientales

Los aspectos que más preocupan a la población, están habitualmente relacionados con la seguridad física y la salud de las personas y la no afectación a la naturaleza.

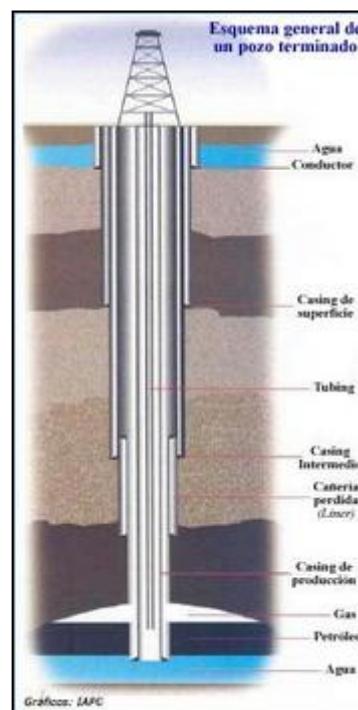
Considerando la gran cantidad de documentos emitidos por Organizaciones de Defensa del Medio Ambiente, que exhiben legítimas preocupaciones en temas de interés general, se ha procedido a listarlas, agruparlas y contestarlas con la mayor consistencia posible. Para ello se ha recurrido a la experiencia propia tomada de la estimulación realizada en Puesto Rojas , como en publicaciones de la Academia Nacional de Ingeniería (ANI); el Instituto Argentino del Petróleo y Gas; particularizados para el Reservorio de Vaca Muerta.

El estudio del ANI da respuesta con fundamento técnico y académico a los 9 temas propuestos, tomando como base los trabajos de investigación y las recomendaciones emitidas por la EPA y el DOE de Estados Unidos y la RAE del Reino Unido

¿Puede la estimulación hidráulica contaminar acuíferos de agua potable cercanos a la zona de las perforaciones, o que son atravesados por las perforaciones?

Los riesgos relacionados con la perforación de pozos de Shale Gas o Shale Oil, cuando se atraviesa una napa acuífera, no difieren de los existentes con los pozos convencionales, que son controlables con la aplicación de las Mejores Prácticas Operativas desarrolladas en los últimos 150 años. La empresa está obligada a presentar estudios de integridad del ducto como de adherencia del cemento a la formación y del cemento al tubo.

Para evitar la contaminación de acuíferos subterráneos o superficiales desde la formación hacia superficie se entuba el pozo en toda su extensión teniendo principal cuidado en el área que atraviesa acuíferos proporcionando una triple protección por el entubamiento además la cementación a lo largo de todo el pozo. Además se trabaja con sistema de



locación seca que impide que exista contacto de fluidos con el suelo, evitando la posibilidad de contaminación desde arriba al acuífero.

Pero además, la diferencia central respecto de otros países es la profundidad a que se encuentran los yacimientos no convencionales en la provincia de Mendoza.

En los escasos sitios que los que hay acuíferos de posible uso humano o animal en el área de Vaca Muerta, estos están como máximo a 300m de profundidad, separados de los depósitos de shale (esquistos) por grandes y pesadas capas de rocas de varios miles de metros de espesor.

Una publicación del Instituto del Petróleo y Gas de Argentina, destaca que solo en nuestro país se llevan perforados más de 65,000 pozos para extracción de petróleo y gas en un siglo, sin que se haya registrado contaminación de acuíferos.

En el caso particular de la experiencia desarrollada en Puesto Rojas se colocaron freáticos aguas debajo de las locaciones intervenidas y aguas arriba de las mismas a fin de controlar la posible afectación de los acuíferos subterráneos, llegando después de tres tomas a los siguientes valores expresados en la siguiente tabla



Max. admisibles	TPH ppmillon mg/l 0.5	Conductividad micro siemens/cm 2000	PH 5.5-9	Alcalinidad mg/l	Muestra N°	Sulfatos mgSO4/l 600	Cloruros mgCl-/l 500
Pozo FCP1							
	0,4	480	7.2	189	16419	67	21
	N/D	465	7.4	142	13069	85	15
	N/D	433	7,4	125	13226	-	-
Pozo FCP7 Blanco							
	n/d	1287	7.0	249	13071	216	140
Pozo FCP3							
	0,4	1739	7.4	114	13070	239	325
	N/D	1761	7.4	125	13227	234	295
Pozo FCP9							
	0,7	774	7.0	199	13072	207	16
	0,4	790	6.9	213	13228	213	17

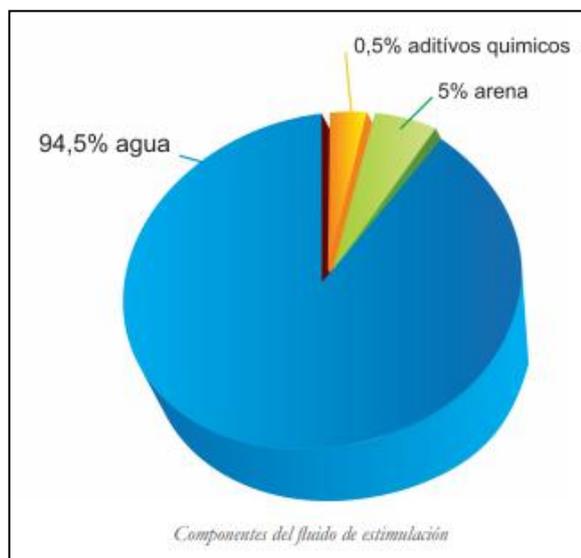
- La presencia de HC en la primera toma de agua es esperable, ya que pueden haber quedado en las cañerías restos de aditivos y lubricantes utilizados en la perforación y entubamiento.

- En las siguientes tomas se evidencia que los valores se estabilizan: la segunda y tercer muestra extraída y analizada no presentaba restos de HC para el caso del FCP1 y FCP3 y disminuye notablemente para el FCP9.
- No se detecta en los análisis rastro alguno de los componentes del agua utilizada durante el proceso de estimulación ni incrementos en la conductividad o porcentajes de sales que puedan indicar la presencia en el acuífero de agua de formación.
- La actividad de Estimulación hidráulica no representa riesgo alguno sobre los acuíferos superficiales o subterráneos tanto por la técnica de entubado de pozos que asegura la estanqueidad de los mismos y la imposibilidad de la fuga de hidrocarburos desde los 2000 m de profundidad como el uso de sistemas de locación seca que impiden el contacto de fluidos de cualquier tipo desde la superficie hacia los acuíferos.
- Los valores detectados en los análisis no implican contaminación ni riesgo alguno sobre los acuíferos superficiales o subterráneos.

Con lo antes expuesto se puede concluir que no existen riesgos de afectación de acuíferos por contaminación efecto del proceso de estimulación por fractura hidráulica.

¿Es cierto que los fluidos utilizados en estimulación hidráulica, contienen cientos de productos 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 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 está presente en aplicaciones comerciales y hogareñas, en general, en concentraciones varias veces más elevadas que en los fluidos de estimulación (ver cuadro).

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.

En el caso desarrollado en Mendoza la empresa presentó la Declaración Jurada de los productos utilizados, información que fue analizada y evaluada por el Organismo Auditor llegando a las siguientes conclusiones:

“Se trata de aditivos que se dosifican en el fluido de fractura en diferentes etapas del proceso y en concentraciones muy bajas. Cada uno de ellos cumple diferentes funciones, entre las que se pueden mencionar: surfactantes, tensoactivos, microbicidas, reductores de fricción, separadores de emulsiones, gelificantes, reguladores de pH, estabilizadores de arcillas, etc.

Cabe acotar, además, que se trata de productos que, en su gran mayoría, son utilizados con frecuencia en la industria del petróleo, como asimismo en otras actividades industriales. Muchos de ellos son fácilmente biodegradables.

Se destaca que durante la totalidad de las operaciones presenciadas por profesionales a cargo de las labores de auditoría, no se verificaron fugas o derrames que hicieran posible la liberación de alguna de estas sustancias al ambiente. Por el contrario, durante su manipulación se siguieron los procedimientos de buenas prácticas recomendados.”

De acuerdo al Informe del IAPG, que coincide con la valoración emitida por la Academia Nacional de Ingeniería, los productos utilizados como aditivos de fractura son utilizados tanto en otras industrias como en el hogar.

En muchos casos la concentración utilizada en el hogar en productos similares supera varias veces la usada en el líquido de fractura.

Se reproduce a continuación la tabla de valoración del IAPG.

Autor: Ing. Miriam Skalany . Directora: Dirección de Protección Ambiental 2018

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 microbiano	Desinfectante, agente blanqueador, tratamiento del agua. Uso médico	0,1% a 20%	0,01% a 0,02%
Glutaraldehído	Control microbiano	Desinfectante. Producto utilizado para esterilizar equipamiento médico y odontológico		0,01%
Hidróxido de sodio (soda cáustica)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Preparación de alimentos, jabones, detergentes, blanqueadores dentales	0,1% a 5%	0,04% a 0,08%
Ácido clorhídrico (ácido muriático) (33%)	Disolver carbonatos, bajar el pH	Para destapar cañerías. Presente en el estómago		0,33%
Carbonato de sodio (natrón)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Limpiadores, lavavajillas, pasta de dientes, acuarios, cuidado del cabello	0,5% a 85%	0,0% a 0,025%
Bicarbonato de sodio	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Polvo leudante, limpiadores, pasta de dientes, polvo de bebés, acuarios	1% a 100%	0,0% a 0,006%
Ácido acético (vinagre)	Estabilizador de hierro para la mezcla de ácido clorhídrico	Preparación de comidas, productos de limpieza	1% a 5%	0,003%
Cloruro de potasio	Control de la expansión de arcillas	Sal de mesa dietética, uso médico, suplemento para mascotas	0,5% a 40%	0,0% a 0,91%
Goma guar	Gelificante	Cosméticos, productos homeados, helados, dulces	0,5% a 20%	0,0% a 0,25%
Sales de Borato / ácido bórico	Para reticular el fluido de fractura	Cosméticos, spray para cabello, antiséptico, detergentes	0,1% a 5%	0,0% a 0,001%
Enzima hemi celulósica	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Aditivo de vinos, pasta de soja, procesos industriales de alimentos, aditivo de alimentos de granja	0,1% a 25%	0,0% a 0,0005%
Enzimas	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Detergentes, jabones para ropa, removedores de manchas, limpiadores, café instantáneo	Aprox. 0,1%	0,0% a 0,0005%
Surfactantes	Tensioactivos: Para reducir las tensiones superficiales y interfaciales	Detergentes, lavavajillas, champoo, gel de duchas	0,5% a 2,0%	0,02%
Silica (arena)	Agente de sostén	Vidrio, limpiadores en polvo, artículos de artística	1% a 100%	4,0% a 6,0%
Resina acrílica	Agente de sostén (recubrimiento de granos de agente de sostén)	Desinfectante, colorante, empaque de alimentos	<0,01% a 2%	0,0% a 0,002% (no se usa siempre)

* Adicionalmente, se utilizan solventes como gasoil y aceites vegetales, en ínfimas proporciones

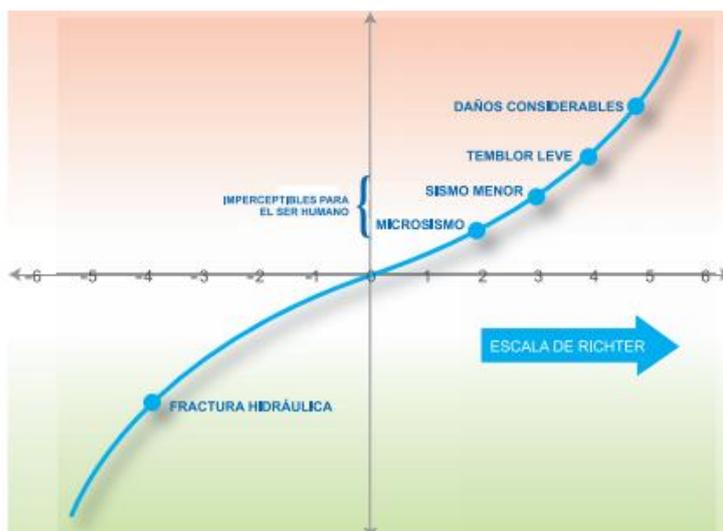
¿Puede la estimulación hidráulica activar fallas geológicas preexistentes y producir sismos o terremotos perceptibles por los seres humanos y/o que puedan dañar propiedades y activos de terceros?

Estos temores no tienen fundamento comprobado porque cada año se efectúan varias decenas de miles de fracturas hidráulicas en el mundo sin que se haya verificado ninguna vinculación con eventos sísmicos potencialmente peligrosos y proyectos de Shale Gas o Shale Oil.

Las vibraciones originadas por la fractura hidráulica no están en condiciones de alcanzar las zonas de fallas geológicas, y las propias vibraciones originadas en la estimulación de pozos o recuperación secundaria o terciaria no ha manifestado ninguna consecuencia apreciable para el ser humano o los bienes.

Con sensores adecuados, es posible medir las vibraciones que genera la estimulación hidráulica.

Estas vibraciones son unas 100.000 veces menores que los niveles perceptibles por los seres humanos y mucho menores aún que las que podrían producir algún daño.



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.

El área Puesto Rojas/Cerro Pencal presenta un registro de escasos sismos medidos someros y está catalogada según la zonificación sísmica del Instituto Nacional de Prevención Sísmica INPRES como una región de sismicidad baja a moderada o Zona 2 (www.inpres.gov.ar). Geológicamente se encuentra en una zona con deformación activa, conocida como frente de deformación de la faja plegada y corrida de Malargüe, y posee evidencias de fallas activas con movimiento cuaternario

De acuerdo a la Auditoria realizada se expresa que "El informe presentado señala la existencia de dos regiones donde se concentró la sismicidad durante el período reportado. El primer grupo se ubica a 100 km en dirección noroeste, ya en territorio chileno, en las inmediaciones del volcán Planchón. Este grupo corresponde a las réplicas de dos sismos de magnitud 3.5 ocurridos en dicha región y se los puede asociar a la actividad propia del volcán. El segundo

Autor: Ing. Miriam Skalany . Directora: Dirección de Protección Ambiental 2018

grupo es de mayor interés para el presente informe, ya que se concentra en la región próxima al Chacay. Esta sismicidad se ubica a profundidades entre 0 y 6 km, posee magnitudes en un rango entre 1.3 y 2.5, y fue registrada entre el 13 y 20 de Agosto. La localización de esta sismicidad coincide con una falla geológica activa ubicada.”

El proceso de fractura se realizó entre los días 27 de julio y el 14 de agosto de 2017.

¿Son perjudiciales para el medio ambiente las aguas residuales que se generan en la explotación de hidrocarburos no convencionales? ¿Pueden ser mitigados o remediados estos problemas?

Los productos que vuelven a la superficie incluidos en el reflujos de agua de fractura (flowback), pueden ser perjudiciales, como cualquier otro efluente residual de la explotación de petróleo y gas en particular, y de toda actividad minera o industrial en general. Contienen sales provenientes de la formación, restos de hidrocarburos y restos de los aditivos de fractura.

Este flowback es tratado y se dispone del mismo inyectándolo a pozos inyectoros a formación, estos pozos cumplen con todas las disposiciones del Departamento General de Irrigación. No existe contacto entre el flowback y la superficie o curso de agua.

¿Es cierto que la estimulación hidráulica mediante el fracking requiere de “grandes cantidades de agua”?.?

De acuerdo a la experiencia realizada en Mendoza se utiliza por estimulación el equivalente a una pileta olímpica, o sea entre 2500 y 3000 m³.

En el caso de Mendoza el Decreto 248/18 indica que para yacimientos en explotación se deberá utilizar preferentemente agua de formación, lo que disminuye considerablemente el uso de agua dulce; además el DGI evaluará la sustentabilidad hídrica para extraer agua superficial para ser utilizada como agua de fractura, se prohíbe el uso de agua subterránea con aptitud para uso humano

Para Áreas Concesionadas Nuevas el DGI evaluará la sustentabilidad hídrica para extraer agua superficial para ser utilizada como agua de fractura. La autorización de extracción quedará sujeta a la disponibilidad del recurso y siempre que no afecte derechos adquiridos de terceros

Regulación Ambiental de la Estimulación Hidráulica en Yacimientos no Convencionales

La Provincia de Mendoza tiene un marco Regulatorio Ambiental General dado por la Ley 5961 y en lo específico del área de Hidrocarburos está regulada mediante los Decretos Reglamentarios N°437/93, 691/95, 170/08 y 248/18

El Decreto 248/18 tiene por objeto la adecuación de las normas ambientales con competencia en materia de Evaluación de Impacto Ambiental de acuerdo a lo establecido en el título V de la Ley 5961 en las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos sobre formaciones no convencionales previstas en el anexo 1; punto 1 inciso 5 de la norma.

A partir del decreto reglamentario las empresas deberán completar el procedimiento de evaluación de impacto ambiental, dispuesto en los Decretos Nros. 437/93, 691/95 y 170/08, debiendo presentar un apartado especial con datos tales como:

- Datos de los pozos (características; formación; acuíferos, esquema, locaciones múltiples)
- Datos de la integridad de los pozos existentes (corrosión; hermeticidad; cementación)
- Datos del proceso de fractura (ensayos de presión; intercomunicación, cantidades)
- Datos del Recurso Hídrico a utilizar (origen, permisos, almacenamiento)
- Datos de los aditivos a utilizar en la estimulación (análisis; declaración jurada)
- Datos del Agua de Retorno (análisis; almacenamiento; tratamiento)
- Datos de sismicidad (estudios de riesgos, fallas)
- Medidas de prevención y mitigación (cuidado del suelo, agua y aire)
- Medidas de control (plan de monitoreo)

El Decreto establece condiciones de control y requerimientos que se deberán cumplimentar a fin de obtener la autorización del procedimiento,

- Se realizan controles antes durante y después de la fractura de aire agua y suelo
- **Para yacimientos en explotación se deberá utilizar preferentemente agua de formación**
- El DGI evaluará la sustentabilidad hídrica para extraer agua superficial para ser utilizada como agua de fractura.

- **Se prohíbe el uso de agua subterránea con aptitud para uso humano**
- **Agua de retorno será controlada en calidad y destino**
- La participación ciudadana será a través de la consulta pública y/o Audiencia Pública según la categorización y publicación en el boletín oficial
- Antes de dar comienzo a las operaciones, las empresas concesionarias, permisionarias y/u operadores, deberán contratar un seguro de responsabilidad civil, caución, fianza bancaria, fondo de reparación u otra garantía equivalente
- La autoridad de aplicación podrá declarar áreas y radios mínimos de exclusión de la actividad hidrocarburífera no convencional

Conclusiones.

La experiencia y el análisis de la información proveniente de organismos técnicos y científicos llevar a poder arribar a las siguientes conclusiones respecto a la técnica de Estimulación por fractura hidráulica en yacimientos no Convencionales en la provincia de Mendoza

- De acuerdo a la experiencia en pozos de Mendoza se utiliza aprox. 500 m³ por fractura; para pozos verticales se hacen hasta 5 y en horizontales hasta 10. Una pileta olímpica tiene 2500 m³
- Las aguas de reflujo o residuales contienen restos de HC, sales metales y restos de los aditivos de la fractura por lo que está prohibido arrojarlas a cauces o volcarlas a piletas de deshidratación. Deben ser tratados antes de reinyectarlo a las formaciones o a pozos sumideros.
- Los acuíferos se encuentran a más de 1.500 m de la formación y las zonas de riesgo están aisladas por cemento, como así también las zonas a proteger (formación y acuíferos). La cañería de fractura está probada para soportar las presiones de fractura por lo que a fracturar y todo el pozo se encuentra cementado, la cañería está probada para soportar las presiones de fractura por lo que no puede haber afectación de acuíferos
- El agua utilizada para la fractura hidráulica contiene alrededor de 10 grupos de componentes, destinados a mejorar el proceso y evitar determinados daños por corrosión y por oxidación a la estructura del pozo –evitando así riesgos posteriores de

fugas- e incrementar la eficiencia de cada fractura, al reducir la pérdida de carga por fricción. Los aditivos constituyen el 0,2 % del volumen, y en las concentraciones usada no constituyen riesgo alguno para la salud.

- Las vibraciones originadas por la fractura hidráulica no están en condiciones de alcanzar las zonas de fallas geológicas, y las propias vibraciones originadas en la estimulación de pozos no ha manifestado ninguna consecuencia apreciable para el ser humano o los bienes
- En los yacimientos de Mendoza las formaciones no convencionales se encuentran por debajo de los 2.500 m desde el punto de vista geológico es imposible que, una fractura se expanda hasta la superficie, la fractura no llega más allá de los 400 m de la línea de fractura pudiendo escapar gas metano .
- Todos los estudios de evaluación de impacto ambiental están regulados por el Decreto N° 248/18 reglamentario de la ley 5961
- Se promueve el uso de locaciones múltiples para minimizar el impacto de superficie, camino e instalaciones

ANEXO 1

ACADEMIA NACIONAL DE INGENIERÍA - INSTITUTO DE ENERGÍA - ASPECTOS AMBIENTALES EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

ANEXO 2

EL ABECÉ DE LOS HIDROCARBUROS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES – Instituto Argentino del Petróleo y Gas



El abecé

de los Hidrocarburos en Reservorios

No Convencionales

→ shale oil, shale gas, tight gas

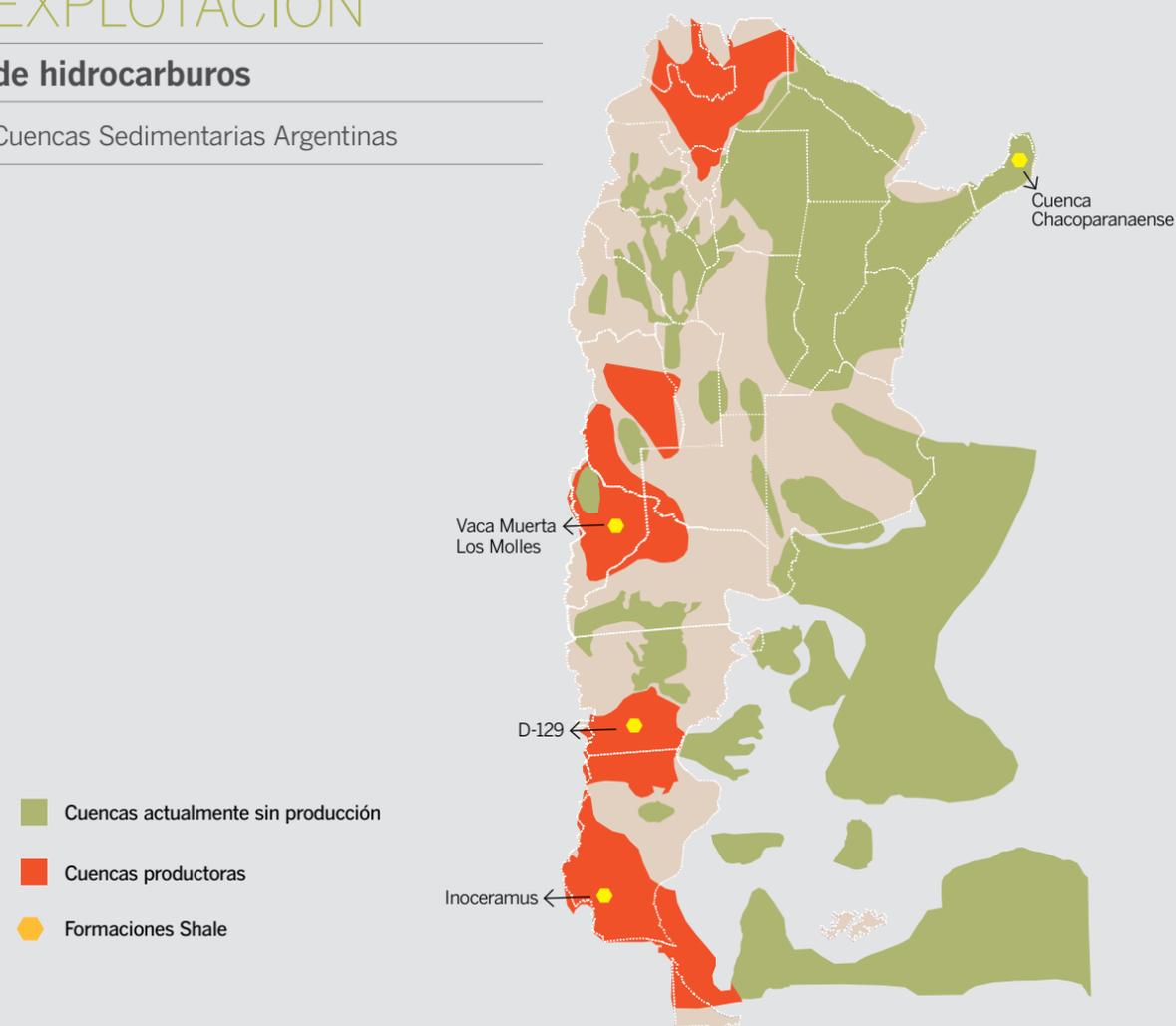
► Publicación de divulgación

► www.iapg.org.ar

→ EXPLOTACIÓN

de hidrocarburos

Cuencas Sedimentarias Argentinas



Textos: Ernesto López Anadón, Víctor Casalotti, Guisela Masarik y Fernando Halperin.

Diagramación y Diseño gráfico: MacchiAzcuénaga

La presente publicación recepta contenidos de la publicación "Shale Gas, The Facts about the Environmental concerns" publicado por la International Gas Union- IGU la cual ha autorizado al Instituto Argentino del Petróleo y del Gas - IAPG a utilizarlos.

Se agradece a las empresas socias del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas las fotos e ilustraciones que se utilizaron en la edición del presente libro.

El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales /

López Anadón, Ernesto

El abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales / Ernesto López Anadón.

4ª ed. revisada. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2015. 20 p. ; 28 x 20 cm.

ISBN 978-987-9139-77-6

1. Hidrocarburo. I. Título.

Fecha de catalogación: 10/09/2015

Se imprimieron 15.000 ejemplares en septiembre de 2015 en GuttenPress, Tabaré 1760/72 (1437), Buenos Aires, Argentina

¿POR QUÉ HABLAR DE HIDROCARBUROS DE RESERVORIOS NO CONVENCIONALES?

Por qué hablar de hidrocarburos de reservorios no convencionales? ¿Por qué ofrecemos este material, que trata sobre una cuestión que parece altamente compleja y, sin embargo, no lo es?

El acceso a la energía es un tema clave en cualquier país del mundo. De la disponibilidad de energía depende no sólo la posibilidad de que los ciudadanos puedan transportarse, cocinar o calefaccionarse.

Sin energía tampoco habría industrias que generan empleo y bienes; no sería posible realizar las labores agropecuarias en gran escala y, desde luego, no habría crecimiento económico.

Años atrás, el panorama energético del país era muy diferente, al punto que la Argentina exportaba petróleo y gas. Pero las cosas fueron cambiando. Al crecimiento demográfico y económico de los últimos años —que se tradujo en una mayor demanda de energía desde la industria pero, también, desde la población general—, se agregó el lento pero paulatino agotamiento de los recursos hidrocarbúricos convencionales, un fenómeno natural que se da en todo el planeta, debido a que se trata de un bien finito. Esto puede constituir una limitante para el crecimiento económico, y en nuestro país ha aumentado hacia el futuro la dependencia de hidrocarburos importados, dado que aún no existe ni en el corto ni en el mediano plazo, ninguna otra fuente capaz de reemplazarlos.

En los últimos tiempos apareció la posibilidad de explotar los recursos de reservorios "no convencionales" con los que cuenta el país en gran cantidad, en su subsuelo. De hecho, un reciente estudio de la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos ubicó a la Argentina en el segundo puesto de la lista de países poseedores de los mayores recursos técnicamente recuperables en lo que hace al gas almacenado en las rocas generadoras, también conocidas como shale (el gas que se explota tradicionalmente, pero almacenado en formaciones geológicas no convencionales), sólo detrás de China. Y en el cuarto lugar para el caso del petróleo. Este estudio, vale aclarar, no tuvo en cuenta países con amplias reservas de gas y petróleo convencionales, como las naciones de Medio Oriente. Pero aún así se trata de un dato sumamente auspicioso.

Estos hidrocarburos de reservorios "no convencionales" son los mismos que se vienen explotando desde hace un siglo, a partir de los llamados yacimientos "convencionales". Sólo cambia el tipo de roca en la que se encuentran, lo cual implica algunas diferencias respecto de las técnicas tradicionales de extracción. En especial, porque se utiliza una técnica desarrollada hace unos 70 años —la fractura hidráulica— que desde entonces ha permitido mejorar la permeabilidad de los reservorios conven-

cionales, pero adaptada para poder extraer los hidrocarburos de las formaciones shale, lo cual, además de una mayor escala, requiere de mayores inversiones iniciales.

En los Estados Unidos, los hidrocarburos presentes en formaciones shale se vienen explotando masivamente la última década, con resultados tan exitosos que están cambiando el paradigma energético de ese país e, incluso, le han permitido convertirse en los últimos años en la nación con las mayores reducciones en emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera, debido al reemplazo del carbón por el gas.

También en nuestro país, la extracción de hidrocarburos de reservorios no convencionales ha dejado de ser algo novedoso para convertirse en una realidad. Desde 2010 a la fecha, y con especial énfasis durante los últimos años, se han perforado alrededor de 500 pozos a la formación Vaca Muerta, y se ha aprendido muchísimo sobre este auspicioso recurso. En algunos casos, incluso, la etapa exploratoria ha quedado atrás, para ingresar de lleno en proyectos piloto, con importantes inversiones y buenos resultados. Hoy, la participación de los hidrocarburos no convencionales en el total de la producción del país pasa a ser significativa, y crece día tras día.

En estos años no se han registrado impactos negativos en el medio ambiente, lo que no es de extrañar dado que, como mencionáramos, esta tecnología es bien conocida y nuestra industria está plenamente capacitada para llevar a cabo operaciones de extracción de hidrocarburos ya sea de reservorios no convencionales como de los convencionales. La expectativa de bienestar que puede traer aparejado el desarrollo intensivo de este recurso es enorme, y se refleja en especial en el empleo y en la mejora económica de las regiones en las que se opera. Es, justamente, esta expectativa lo que está poniendo el tema en boca de todos.

Atentos a esta cuestión, el presente material fue desarrollado con el espíritu de ofrecer a la comunidad información didáctica y, a la vez, calificada, que contribuya a responder los interrogantes habituales sobre el tema, evacuar dudas, y evitar que se generen mitos que suelen provenir del prejuicio y la falta de información.

Nuestros recursos no convencionales representan una oportunidad. Sólo con su aprovechamiento eficiente y responsable podremos convertirlos en riqueza para todos los argentinos.

La Argentina está ubicada en el segundo puesto de la lista de países poseedores de los mayores recursos recuperables en lo que hace al shale gas.

¿QUÉ SON LOS HIDROCARBUROS DE RESERVORIOS NO CONVENCIONALES?

Con frecuencia, las personas imaginan que los hidrocarburos se formaron a partir de los restos de los grandes dinosaurios, que habitaron el planeta hace millones de años. Y que hoy se encuentran almacenados en grandes bolsones o cavernas, bajo la tierra. La idea es equivocada, pero hay que reconocer que encierra algunas pistas sobre lo que realmente ocurrió. En efecto, la teoría universalmente aceptada es que los hidrocarburos se formaron a partir de restos de seres vivos. Pero no necesariamente dinosaurios. Esta teoría, conocida como “orgánica”, considera que el petróleo y el gas se generaron en ambientes acuáticos, a partir de material orgánico proveniente de microorganismos —fundamentalmente plancton—, cuya abundancia en los océanos superaba entonces y supera hoy, por mucho, a todas las otras formas de vida. A medida que los microorganismos morían, se acumulaban en el lecho de estuarios, mares y lagos, mezclados con otros materiales; una capa sobre otra, en un proceso de miles a millones de años. Los que estaban abajo se iban hundiendo por el peso de nuevos sedimentos acumulados sobre ellos. Estos restos orgánicos, entonces, quedaron sometidos a condiciones de elevada presión y temperatura, en un ambiente de ausencia de oxígeno, en una especie de formidable “cocina geológica”.

Millones de años de grandes presiones y temperaturas, en ausencia de oxígeno, empezaron a producir cambios en la materia orgánica. Aquellos innumerables microorganismos que alguna vez habían habitado las aguas se convirtieron primero en un material parafinoso, conocido como “querógeno” —que aún es posible encontrar en algunas formaciones—, para luego transformarse en compuestos líquidos y gaseosos: petróleo y gas. A este proceso se lo conoce como “catagénesis”. La roca en la que se produjo este proceso de sedimentación y transformación se conoce como “roca generadora”, y puede ubicarse hoy, en el caso de nuestra Patagonia,

a grandes profundidades, incluso superiores a los 3.000 metros, aunque debido a los movimientos tectónicos, en algunos lugares puede aflorar sobre la superficie. Está compuesta, en su mayor parte, por arcillas con un pequeño contenido de arenas y material carbonático. Dependiendo de su composición, es habitual denominarla con el término extranjero “shale”, incluso en textos escritos en español. También, como “lutita” o “esquistos”. Términos como “gas de esquisto” o “shale gas”, refieren al gas contenido en este tipo de rocas, aunque para ser exactos, la formación Vaca Muerta, por ejemplo, es una pelita (sedimentaria) con alto contenido de materia orgánica.

Una de las características principales de esta roca generadora es su relativa baja porosidad y escasa permeabilidad (semejante, para dar una idea, a la del asfalto de la ruta). Es decir que, en la roca generadora, el petróleo y el gas se encuentran encerrados u ocluidos en millones de poros microscópicos, sin contacto entre ellos. Por este motivo, los hidrocarburos

no pueden desplazarse por el interior de la formación ni escapar de ella.

Pero, se sabe, la corteza terrestre se mueve. Y esos movimientos, sumados al propio proceso de generación de los hidrocarburos, fueron rompiendo la roca generadora y produciendo innumerables fisuras. A través de estas pequeñísimas fisuras, parte de los hidrocarburos pudo escapar. Las fisuras, entonces, se convirtieron en verdaderos caminos por los cuales una parte del petróleo y del gas contenidos en la roca generadora pudo liberarse de ella y comenzar a migrar hacia otras formaciones, más porosas y permeables. Formaciones a través de las cuales el petróleo y el gas podían moverse con mayor facilidad, debido a que sus poros se encuentran conectados entre sí.

Los hidrocarburos que lograron escapar de la roca generadora lo hicieron generalmente hacia la superficie (el lento movimiento ascendente de estos fluidos se conoce como “migración”). A lo largo de millones de años, la migración llevó a esos hidrocarburos a atravesar

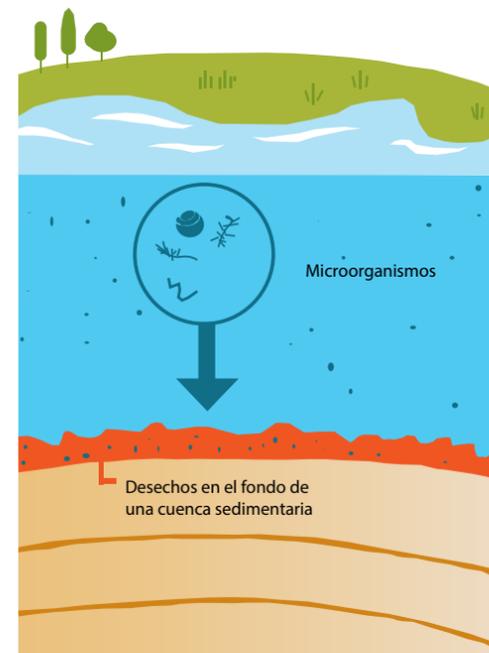
gran diversidad de rocas, normalmente acompañados por agua presente en distintas formaciones.

Algunos llegaron a la superficie, en donde se perdieron para siempre (aún es posible encontrar lo que habitualmente se llama “manaderos naturales”). Pero durante la migración, muchas veces, los hidrocarburos se encontraron en su camino con alguna estructura impermeable; un “techo”, que les impidió continuar con su desplazamiento. A estas estructuras las llamamos “trampas”.

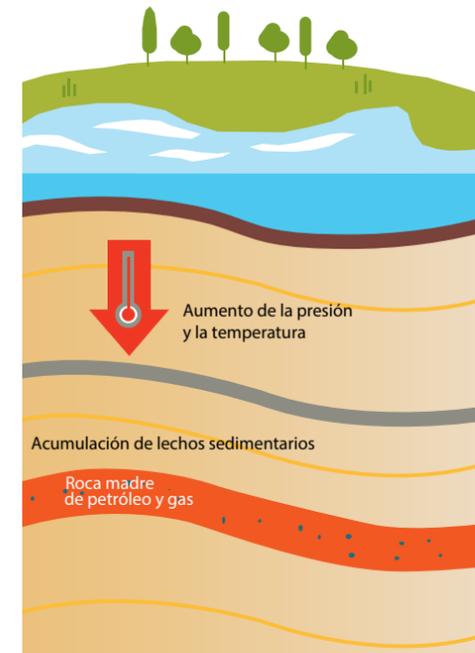
Una vez retenidos por las trampas, los fluidos viajeros se ubicaron según su densidad (podemos hacer un pequeño experimento para entenderlo; basta con colocar en un vaso, un poco de agua y un poco de aceite y veremos cómo quedan separados en dos capas distintas, debido a sus diferentes densidades). Por eso, allí, bajo la tierra, dentro de microscópicos poros, y atrapados por una “roca sello”, en la parte superior se ubica un casquete formado por gas, en equilibrio con el petróleo líquido en el centro,

150 millones de años se necesitaron para que el fondo del mar se convirtiera en Vaca Muerta.

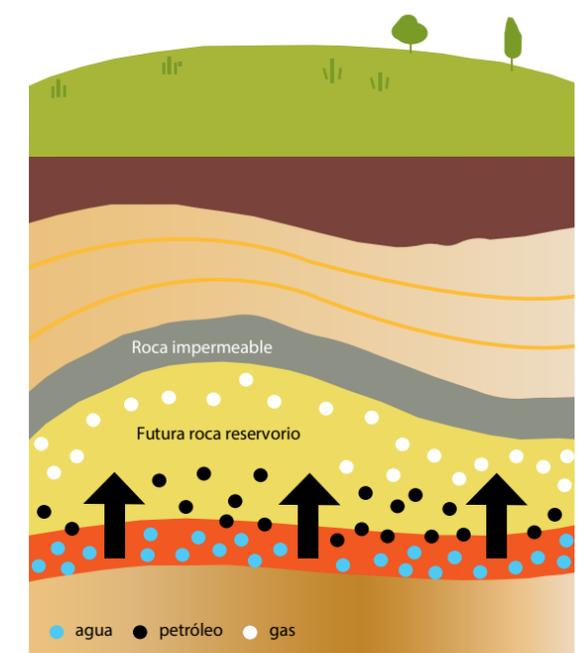
La roca en la que se produjo este proceso de sedimentación y transformación se conoce como “roca generadora”, y puede ubicarse hoy, en el caso de nuestra Patagonia, a grandes profundidades, incluso superiores a los 3.000 metros.



Depósitos en el fondo de una cuenca sedimentaria



Transformación de la materia orgánica



Migración de gas y petróleo

Esta técnica, desarrollada en los años 40 en los Estados Unidos para mejorar la permeabilidad de los reservorios convencionales, se aplica regularmente en la Argentina desde los años 50.

y acompañado por agua, que se acumula en la parte inferior. La acumulación de gas y petróleo atrapada dentro de los minúsculos poros de estas formaciones permeables constituye un depósito de hidrocarburos; un “yacimiento”.

Ahora sí, podemos imaginar esos fluidos acumulados no en una gran bolsa o caverna subterránea, sino en poros tan pequeños que, a simple vista, no se pueden distinguir. Como si los fluidos ocuparan los poros extremadamente diminutos de una esponja. Estos poros están conectados entre sí -formación permeable- y, por eso, los hidrocarburos pueden desplazarse por el interior de la roca.

Durante décadas, los exploradores dirigieron sus trabajos hacia estas trampas para determinar si había hidrocarburos acumulados, y si estos eran explotables. Es lo que se denomina “explotación convencional”. Y, por experiencia, generalmente sólo en una de cada diez trampas identificadas se pudo hallar gas y petróleo.

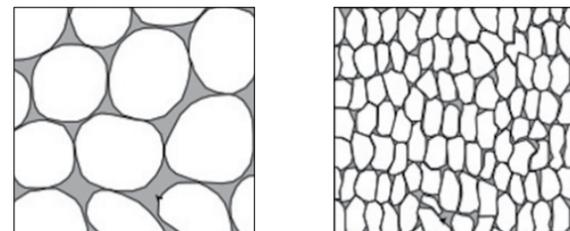
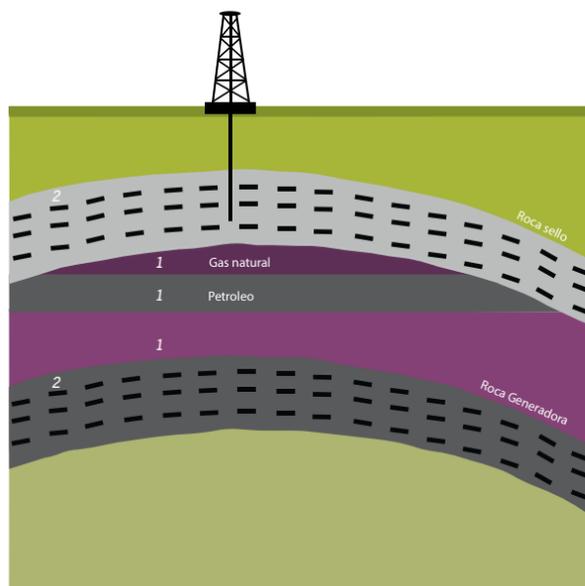
Sin embargo, no todos los hidrocarburos pudieron abandonar la roca generadora y migrar hasta llegar a las trampas para formar parte de yacimientos. Gran parte del gas y del petróleo quedó allí, en la roca que los generó, en las formaciones shale, sin migrar jamás, algo que se conoce desde hace muchos años. De hecho, siempre se supo que las rocas generadoras conte-

nían gran cantidad de hidrocarburos. El problema era que la tecnología existente no servía para extraerlos en forma económica y sustentable.

También se conocían otras estructuras de baja permeabilidad y porosidad –aunque no tan bajas como las de las rocas generadoras– que contenían hidrocarburos, cuya extracción resultaba igualmente inviable: las llamadas “arenas compactas” (en inglés, tight sands). Son acumulaciones, tanto las rocas generadoras shale como las arenas compactas, que no están restringidas geográficamente a una “trampa”, sino que son mucho más extensas y se las denomina “acumulaciones continuas”.

Entonces, hace algunas décadas, en los Estados Unidos se empezó a buscar la manera de explotar los hidrocarburos de esas arenas compactas. ¿Cómo sacarlos de allí? La idea más sensata fue abrir fisuras en la formación; es decir, generar caminos, para que el gas y el petróleo pudieran escapar, como lo habían hecho alguna vez, naturalmente. En definitiva, mejorar la permeabilidad de manera artificial.

Para abrir esas fisuras se decidió echar mano a un método conocido, que se utilizaba desde hacía décadas en reservorios convencionales: la inyección de un fluido a gran presión, junto con arena, esta última como soporte para apuntalar las fisuras abiertas.



1. Roca porosa permeable
2. Roca de baja porosidad y baja permeabilidad

Hidrocarburos separados en sus fases



Dos torres de perforación en Vaca Muerta. Las locaciones actuales son “secas”. No hay fluidos a la vista.

Y funcionó. Las arenas compactas liberaban los hidrocarburos por las fisuras abiertas artificialmente y apuntaladas por la arena.

¿Funcionaría el mismo método aplicado a la roca generadora, al shale, aún más impermeable? En este caso se trataba de reabrir las fisuras que había generado la naturaleza durante el proceso de formación de los hidrocarburos, apuntalarlas con arenas especiales e interconectarlas entre sí. La investigación comenzó en los años 70 y a partir de 1995 se hizo viable económicamente. Mediante esta técnica la roca generadora liberaba su carga de gas y petróleo. A este método para crear permeabilidad artificial lo llamamos “estimulación hidráulica”, aunque es habitual encontrar información en donde se lo denomina “fractura hidráulica”, “hidrofractura” o “fracking”.

Esta técnica, desarrollada en los años 40 en los Estados Unidos para mejorar la permeabilidad de los reservorios convencionales, se aplica regularmente en la Argentina desde fines de los años 50 al punto que la mayor parte del gas que abastece nuestras casas y del petróleo proviene de pozos que han recibido tratamiento de estimulación hidráulica.

Dijimos que desde hace más de un siglo la actividad de las empresas de exploración y producción de petróleo y gas se concentró en explorar y desarrollar los reservorios “convencionales”. Así que, por contraste, a los reservorios de arenas compactas y a los ubicados en rocas generadoras, entre otros, se los llamó “no convencionales”. Es importante aclararlo, porque suele dar lugar a confusiones: los hidrocarburos convencionales y los no convencionales son iguales. Son exactamente el mismo gas y el mismo petróleo. Lo que cambia es el tipo de reservorio en el que se encuentran y, por lo tanto, existen algunas diferencias en las técnicas de extracción. Los reservorios convencionales pueden requerir la ayuda de la estimulación hidráulica o no. Para los no convencionales (en este caso provenientes de reservorios tight y shale) la estimulación hidráulica es

una condición sine qua non, y a una escala mayor que en el caso de los convencionales. La diferencia entre convencionales y no convencionales está también en el comportamiento de la producción que proviene del pozo, en la cantidad de pozos necesarios y, como se dijo, en las magnitudes de la inyección de fluidos necesaria. Todo esto determina que las operaciones no convencionales requieran mayores inversiones iniciales que las convencionales.

El desarrollo de estos reservorios abre nuevos desafíos a geólogos, geofísicos e ingenieros. No todas las rocas generadoras tienen petróleo y gas en cantidades iguales ni todas responden de la misma manera a la estimulación. Incluso, es posible encontrar diferencias dentro de una misma roca generadora. La heterogeneidad de estas formaciones, los grandes montos de inversión inicial requeridos y los mayores costos operativos, aumentan considerablemente el desafío.

En los últimos años, a medida que la producción de hidrocarburos de reservorios no convencionales se fue intensificando –especialmente en los Estados Unidos–, comenzaron a surgir rumores sobre posibles impactos ambientales negativos. La preocupación se centra en el uso del agua para la estimulación hidráulica y en la eventual contaminación debido a sustancias químicas que se incorporan en el fluido de inyección para hacer más eficiente la estimulación del yacimiento. También suelen plantearse dudas sobre la disposición final del agua (¿qué se hace con la porción del fluido inyectado que retorna a la superficie al final del proceso?), y la posibilidad de que puedan ser contaminados los acuíferos superficiales de agua dulce.

Sin embargo, sobre todos estos temas existe suficiente información seria y calificada, que demuestra que la estimulación hidráulica es un proceso seguro, cuestión que desarrollamos detalladamente, más adelante.

La mayor parte del gas que abastece nuestras casas y del petróleo proviene de pozos que han recibido tratamiento de estimulación hidráulica.



OPERACIONES QUE SE REALIZAN EN LA ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (E&P)

En esta sección se detallan los pasos que median entre el descubrimiento de un yacimiento y la entrega del producto tratado a los diversos segmentos de consumo. Es importante tener en cuenta que cada paso en la exploración y producción de hidrocarburos constituye un largo y complejo proceso, que involucra tecnología de punta—desarrollada a partir de experiencias acumuladas durante décadas— y una enorme variedad de maquinarias, servicios y herramientas, junto con el intenso trabajo de múltiples profesionales y técnicos con una gran diversidad de habilidades.

La exploración: el relevamiento sísmico

A partir de relevamientos superficiales, se determina una zona candidata a contener hidrocarburos en el subsuelo. Luego de este primer paso, a dicha zona se llevan camiones sísmicos especialmente equipados, que producen vibraciones (el peso de cada camión varía entre 18 y 36 toneladas; el equivalente a entre 15 y 30 automóviles medianos). Dichas vibraciones se propagan en forma de ondas sonoras, que viajan por el subsuelo, y son, luego, recibidas en la superficie por un instrumento llamado “geófono”. Como los distintos tipos de rocas ubicadas debajo de la superficie reflejan estas ondas sonoras de manera diferente, es posible analizarlas y procesar los resultados con algoritmos matemáticos para generar un mapa de lo que hay debajo del terreno. Con esos mapas se definen las estructuras en las que podrían encontrarse los hidrocarburos y hacia donde se dirigirá el pozo de exploración.

Las locaciones hoy son “secas”. Es decir, todos los fluidos utilizados en las instalaciones del pozo quedan dentro de tanques de acero, son tratados y, luego, reciclados o eliminados con la premisa de evitar daños al medio ambiente.

Perforación y terminación de pozo

El primer paso es preparar la plataforma en la que el equipo de perforación va a ser ensamblado. Esta plataforma se conoce como “locación”. Se despeja y nivela la zona, manteniendo estrictos estándares de seguridad y preservación del medio ambiente. Se construyen caminos y se compensa a los dueños de la tierra por la superficie

afectada durante el proceso de preparación (una vez terminado el pozo, la compañía vuelve a condiciones similares a las del entorno todo el terreno que no utilizará en el futuro).

Un gran equipo de perforación hace girar una tubería de acero con un trépano en el extremo. A medida que se tritura la roca y el pozo va ganando en profundidad, se agregan tramos de cañería desde la superficie. Las cañerías están fabricadas de aceros especiales y se trata de caños sin costura, provistos de roscas con precisiones milimétricas. En la explotación convencional, en general, los pozos son verticales. Pero hay casos específicos para los que se requieren pozos dirigidos u horizontales, que son más costosos que los anteriores. En el caso de las formaciones shale, dependiendo de las condiciones, los pozos pueden ser verticales u horizontales. Los pozos verticales se perforan hasta una profundidad determinada; los horizontales también se perforan hasta una profundidad vertical predeterminada, pero luego se “horizontalizan” a lo largo de cientos a un par de miles de metros.

Si bien los pozos horizontales permiten entrar en contacto con una mayor superficie de la formación y esto los convierte en más productivos, inicialmente son más costosos que los pozos verticales.

Se realizan múltiples operaciones para garantizar la protección del pozo y de su entorno durante la perforación. Por ejemplo, un motivo de preocupación frecuente es que, en los primeros metros, el pozo puede atravesar napas freáticas para continuar su camino hasta miles de metros de profundidad. Sin embargo, se trata de una práctica segura y conocida, que no es exclusiva de la explotación de hidrocarburos no convencionales sino de toda la industria desde comienzos de su historia. A medida que avanza la perforación, el pozo es encamisado con cañerías de aceros especiales, 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



Camiones vibradores en un área a explorar

30 cm es el diámetro de un pozo en la boca, su parte más ancha. 67.000 son los pozos de hidrocarburos perforados en la Argentina.

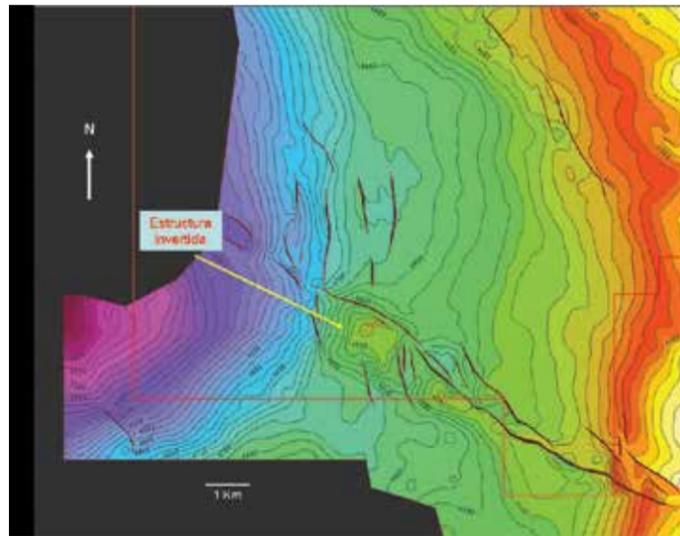
no contaminen lagos o arroyos en la superficie. Por eso hoy, las locaciones son “secas”. Es decir, todos los fluidos utilizados en las instalaciones del pozo quedan dentro de tanques de acero, son tratados y, luego, reciclados o eliminados con la constante premisa de evitar dañar el medio en el que se encuentran, al igual que lo que se hace con los sólidos y recortes de perforación. Una vez que el pozo se perforó hasta la profundidad determinada, y siempre y cuando se hayan descubierto hidrocarburos, se baja por dentro de la primera, otra tubería de acero, que también es cementada a las paredes del pozo para garantizar su hermeticidad. Este sistema de tuberías y cemento se denomina “casing” o “encamisado”. Puede decirse, a modo de ejemplo, que en sectores de la Cuenca Neuquina en donde la formación Vaca Muerta se encuentra a unos 3.000 metros de profundidad, la perforación de un pozo hasta alcanzar

dicha formación demanda de unos 20 días de trabajo. A partir de entonces, se colocan válvulas en el extremo superior de la cañería (boca de pozo) y el equipo de perforación se retira de la locación. Estas válvulas son las que permitirán controlar el pozo en producción, al regular el flujo del gas y del petróleo y, de ser necesario, interrumpirlo por completo. También permitirán que otros equipos puedan ingresar en el pozo de manera segura para realizar el mantenimiento. Por su forma y disposición, a este conjunto de válvulas se lo llama “árbol de Navidad”.

Una vez completadas estas operaciones, por el interior del pozo se baja una herramienta para perforar la parte inferior de la tubería de acero, frente a la formación que contiene los hidrocarburos. Mediante este “punzado”, se atraviesan la cañería de acero y el cemento, en forma controlada y, así, el interior queda conectado



Es importante destacar que el agua de la estimulación hidráulica que retorna a la superficie, y la que eventualmente produce luego el pozo, en ningún caso se vierte a un cauce de agua natural ni se libera al medio ambiente.



Una imagen generada a partir de trabajos de sísmica

con la formación en la que se encuentran el petróleo y el gas, permitiéndoles que fluyan hacia la superficie por el interior del pozo.

En algunos casos particulares de desarrollo de formaciones convencionales, y en todos los casos de las no convencionales, el paso siguiente es estimular la formación geológica.

En el caso de los no convencionales, se inyecta, como ya dijimos, un fluido conformado por agua y arena a gran presión, junto con una muy pequeña porción de algunos químicos específicos, reabriendo y conectando entre sí fisuras en la formación. El objetivo es aprovechar la red de fisuras naturales de la roca para facilitar el flujo de gas y petróleo hacia el pozo. Una lista genérica de los químicos utilizados en el fluido, entre los que se cuentan gelificantes, inhibidores de crecimiento bacteriano y reductores de fricción, puede hallarse en la sección de preguntas frecuentes, en la página 19.

En el caso de la roca generadora, entonces, el objetivo es intentar conectar la mayor cantidad posible de fisuras naturales con el pozo que, de otro modo, quedarían aisladas entre sí y no producirían.

Como mencionamos antes, durante el proceso se toman los recaudos necesarios para asegurar el aislamiento de todos los fluidos que se utilizan en el proceso de estimulación hidráulica, de las posibles fuentes de agua.

Del volumen total de agua que se utiliza en el proceso de estimulación hidráulica, una parte regresa a la superficie (agua de retorno). En operaciones en la formación Vaca Muerta, normalmente regresa a la superficie a través del pozo hasta un tercio de lo inyectado. El agua de retorno suele contener sales, carbonatos y cloruros, provenientes de la formación estimulada, y algo de los químicos agregados que, en general, se degradan durante la operación. Se recolecta en tanques sellados y se trata, según lo estipulado en las regulaciones, para ser reutilizada en nuevas estimulaciones o, a veces, dispuesta en pozos sumideros, especialmente acondicionados, en donde es confinada a miles de metros de profundidad, siempre aislada de cualquier contacto con el medio ambiente. Además de las regulaciones de las autoridades de aplicación, el IAPG cuenta con una práctica recomendada especial referida al agua de retorno.

Es importante destacar que el agua de la estimulación hidráulica que retorna a la superficie, y la que eventualmente produce luego el pozo, en ningún caso se vierte a un cauce de agua natural ni se libera al medio ambiente. Por el contrario, se trata y se maneja de acuerdo con las estrictas regulaciones dispuestas por la autoridad de aplicación y monitoreadas por los organismos de control específicos.

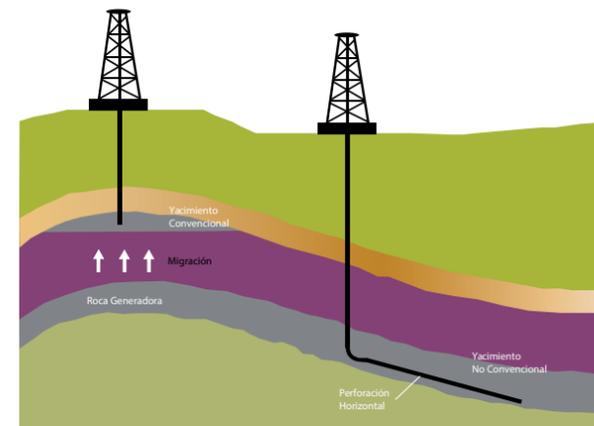
Las compañías operadoras respetan estrictamente las regulaciones vigentes en las provincias en las que desarrollan sus actividades, tanto en lo que respecta a los recursos no convencionales como a los convencionales. Una vez finalizado el proceso, y evaluados los resultados, el pozo puede ser puesto en producción.

Transporte, procesamiento y venta

Cuando el pozo ya está en producción, el gas y el petróleo son tratados. De esta manera, se los vuelve aptos para su comercialización y posterior consumo.

El gas que se extrae del pozo se procesa para eliminar el agua y, dependiendo de su composición (riqueza), también se separan sus componentes más pesados (en general, las gasolinas y el gas líquido de petróleo - GLP). El resultado es, principalmente, gas metano.

Todos los hidrocarburos líquidos que se separan del gas se venden como materia prima a plantas petroquímicas y refinerías. En el caso del GLP (propano y butano), se comercializa con fines domésticos como la calefacción o la cocina, y también es requerido por la industria petroquímica.



Esquema de un pozo vertical (Izq.) y un pozo horizontal (Der.)



Equipo de perforación

En el caso del crudo que se obtiene de los pozos de petróleo, se envía a las refinerías en donde se convierte en combustibles como las naftas y el gasoil, así como en precursores petroquímicos de innumerables productos que utilizamos en nuestra vida diaria y que van desde los plásticos, los aerosoles y la gomaespuma hasta las pinturas y los solventes, pasando por los fertilizantes y, aún, productos farmacológicos. En la absoluta mayoría de los productos de uso cotidiano existen procesos y materiales de los cuales participan los hidrocarburos.

Impacto en la economía local y nacional

Si bien el equipo de perforación puede ser el símbolo más comúnmente asociado con el desarrollo del petróleo y del gas, hay muchas actividades anteriores y posteriores, que generan impactos económicos significativos. Por ejemplo, se necesita mucho personal para realizar todo el trabajo legal y regulatorio, como así también técnico, comercial y administrativo, entre muchos otros.

Los relevamientos sísmicos también requieren de mano de obra especializada, servicios comerciales locales y otros servicios. Una vez que se identifica un posible prospecto, comienza la perforación y, con ella, la necesidad de servicios, recursos humanos y de actividades suministradas localmente. En caso de encontrar hidrocarburos en cantidades comerciales, se instala la infraestructura, que incluye el equipo de producción del pozo, las tuberías y plantas de tratamiento. Esto, a su vez, estimula la actividad comercial local. Finalmente, a lo largo de la vida de producción del pozo, se pagan las regalías a los estados locales y nacional. Es dinero que estimula la economía local y ofrece recursos adicionales para servicios comunitarios, tales como la salud, la educación y organismos de bien público.

Operaciones	Beneficiarios locales y nacionales
Derechos de paso	Dueños de la tierra
Exploración sísmica	Empresas de servicio
Análisis de datos y consultoría	Empresas de investigación
Perforación	Proveedores de equipos Cuadrillas de construcción Servicios de transporte
Terminación	Proveedores de equipos Servicios de consultoría
Producción	Empresas de investigación ambiental Constructores
Regalías	Estados
Operaciones en las instalaciones de Pozo	Proveedores de equipos Construcción Empresas de mantenimiento Servicios de transporte
Empleo	Empleados y familias
Impuestos	Estado y residentes locales Gastos en vivienda, educación y obras de infraestructura Familias y distritos escolares
Aportes a instituciones de bien público	Eventos y programas comunitarios



TIPOS DE RESERVORIOS



Locación de reservorios no convencionales durante la estimulación



Planta de tratamiento de gas



Parte de un "árbol de navidad". Se aprecian las válvulas para controlar el pozo

Reservorios convencionales
 En los reservorios o yacimientos convencionales, las características porosas y permeables de las rocas que los conforman permiten que los hidrocarburos contenidos en sus poros microscópicos fluyan bajo ciertas condiciones hacia el pozo. En estas acumulaciones, por supuesto, es necesario que exista un sello natural (trampa), que haya evitado la fuga del hidrocarburo en su migración desde la roca generadora hacia la superficie. En los reservorios convencionales, además, es normal encontrar (por la densidad y flotabilidad de los hidrocarburos) una columna de agua por debajo del petróleo o del gas acumulado. En general, estos reservorios pueden ser desarrollados a través de pozos verticales con las técnicas utilizadas tradicionalmente y con buen caudal de producción, que incluyen técnicas de estimulación especiales (como la estimu-

lación hidráulica) para mejorar sustancialmente la permeabilidad del reservorio.

No convencionales

Se le dio el nombre de "no convencional" a todo reservorio que difiere de las trampas "convencionales". En la actualidad, el término "no convencional" se utiliza de un modo amplio, para hacer referencia a los reservorios cuya porosidad, permeabilidad, mecanismo de entrapamiento u otras características difieren respecto de los reservorios tradicionales. Bajo la categoría de reservorios no convencionales, y con distinta complejidad, se incluyen numerosos tipos:

• Gas y petróleo en rocas generadoras (shale gas/shale oil)

Son las formaciones generadoras de los sistemas petroleros convencionales. Son rocas sedimentarias de grano fino, con variable cantidad de carbonatos,

sílica o cuarzo y arcillas, más un alto contenido de materia orgánica.

• Reservorios compactos (tight)

Definición arbitraria que no depende de la conformación y composición de la roca, sino de su permeabilidad (facilidad de los fluidos para moverse dentro de ella), que es tan baja, que no permite el flujo del gas hacia el pozo, aunque no tanto como la de los esquistos y lutitas.

Existen otras formaciones o estado de los hidrocarburos que también se consideran no convencionales, como el metano en lechos de carbón (coal bed methane); petróleo en arcillas (oil shale); los petróleos pesados (heavy oils); el alquitrán en arenas (tar sands); el petróleo extra pesado (extra heavy oil); y los hidratos de metano. Algunos de estos recursos no convencio-

nales se encuentran actualmente en explotación comercial, como el metano en lechos de carbón (Estados Unidos y Australia); el petróleo extra pesado (Venezuela); y el alquitrán en arenas (Canadá), mientras que otros aún no cuentan con un desarrollo tecnológico que permitan su aprovechamiento.



HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES Y ENERGÍAS RENOVABLES

Durante los últimos años ganó fuerza la visión de que algunas tecnologías de generación eléctrica clasificadas como renovables, como la eólica (viento) o la fotovoltaica (radiación solar) pueden en el corto o mediano plazo reemplazar a los hidrocarburos. Sin embargo, dados los obstáculos tecnológicos que existen al día de hoy, se considera que los hidrocarburos seguirán siendo el sostén de los sistemas energéticos sustentables.

Todas las fuentes de energía son necesarias. El desarrollo de fuentes de generación eléctrica renovables tiene entre sus virtudes la baja o nula emisión de gases de efecto invernadero. Esto las hace deseables, así como el concepto de que la diversificación vuelve más robusta a una matriz energética. Sin embargo, estas fuentes son un complemento, pero no una alternativa absoluta; es decir, una opción que permite satisfacer determinadas demandas, pero con serias limitaciones para generar toda la energía que necesita un país.

Sucede que las tecnologías fotovoltaica y eólica no pueden asegurar hoy una provisión de energía suficiente ni constante. Son intermitentes. Generan electricidad sólo en la medida que hay viento o radiación solar suficiente. Como no es posible almacenar a gran

escala esa energía eléctrica generada, la falta de viento o de radiación solar (por la noche, por ejemplo, para la fotovoltaica), interrumpe la generación. Esto las vuelve imprevisibles en su despacho. Pero, además, existe un problema hasta el momento insalvable en lo que hace a transporte y distribución. Las redes de transporte y distribución actuales no admiten más de un 20% de fuentes intermitentes de generación eléctrica. Por eso, estos sistemas funcionan sólo cuando existen otras fuentes de generación más previsibles y constantes, como los hidrocarburos, el carbón y la energía nuclear. La idea de que hoy es posible reemplazar todos los componentes de la matriz energética de la Argentina por tecnologías como la eólica y la fotovoltaica es nada más que un mito que carece de cualquier sustento técnico científico. Incluso, cuando se citan ejemplos de países que están a la vanguardia de este tipo de tecnologías rápidamente se descubre cuál es la realidad. Veamos uno de los más citados: Alemania. El motor industrial de Europa genera sólo el 7% de su electricidad con aerogeneradores, y un 3,5% con paneles fotovoltaicos. El 80% corresponde a la quema de combustibles fósiles (carbón, gas y petróleo) y a las centrales nucleares. Si nos asomamos a su matriz energética, el 23% corresponde al carbón y, además, se trata del



20% es la porción de la matriz de generación eléctrica que pueden proveer las energías intermitentes. 51% de la matriz energética argentina corresponde al gas natural.

La convivencia de la industria de los hidrocarburos con otras actividades no solo es posible sino que es habitual desde hace décadas.

quinto consumidor mundial de petróleo. Si consideramos que la Argentina no consume casi carbón y que más del 50% de su matriz energética es el gas natural (cinco veces menos contaminante que el carbón), es posible considerar que nuestra matriz es mucho más “limpia” que la de Alemania.

Los hidrocarburos, de hecho, han impulsado la más espectacular mejora en la calidad de vida de la humanidad desde fines del siglo XIX, tanto por la disponibilidad de energía (transporte, calefacción, cocina, industria), como de nuevos materiales presentes en cualquier aspecto de nuestras vidas cotidianas. Combustibles, plásticos, envases, pinturas, fertilizantes, medicamentos, son sólo muestras de una lista interminable. Gracias a los hidrocarburos se ha podido reemplazar el carbón y la madera (tala de bosques) para generar energía, por ejemplo. O se ha detenido

la matanza de ballenas, dado que era posible iluminar las ciudades con gas o petróleo, en lugar del aceite de los cetáceos. Estos, y muchos otros beneficios –en especial el mayor acceso de la comunidad a la energía–, han significado una enorme contribución en el cuidado del medio ambiente. Gracias a la constante evolución en la eficiencia de los motores y generadores que funcionan en base a hidrocarburos, se han reducido, además, las emisiones de gases de invernadero en forma drástica en los últimos años y, por lo tanto, la brecha de los niveles de emisión en comparación con las fuentes renovables de generación eléctrica.

Finalmente, la flexibilidad y eficiencia de los hidrocarburos han permitido el desarrollo de las tecnologías renovables de generación eléctrica, como la eólica y la fotovoltaica, hoy embrionarias, pero llamadas a asumir un papel de mayor protagonismo en el futuro.

IMPACTOS AMBIENTALES →

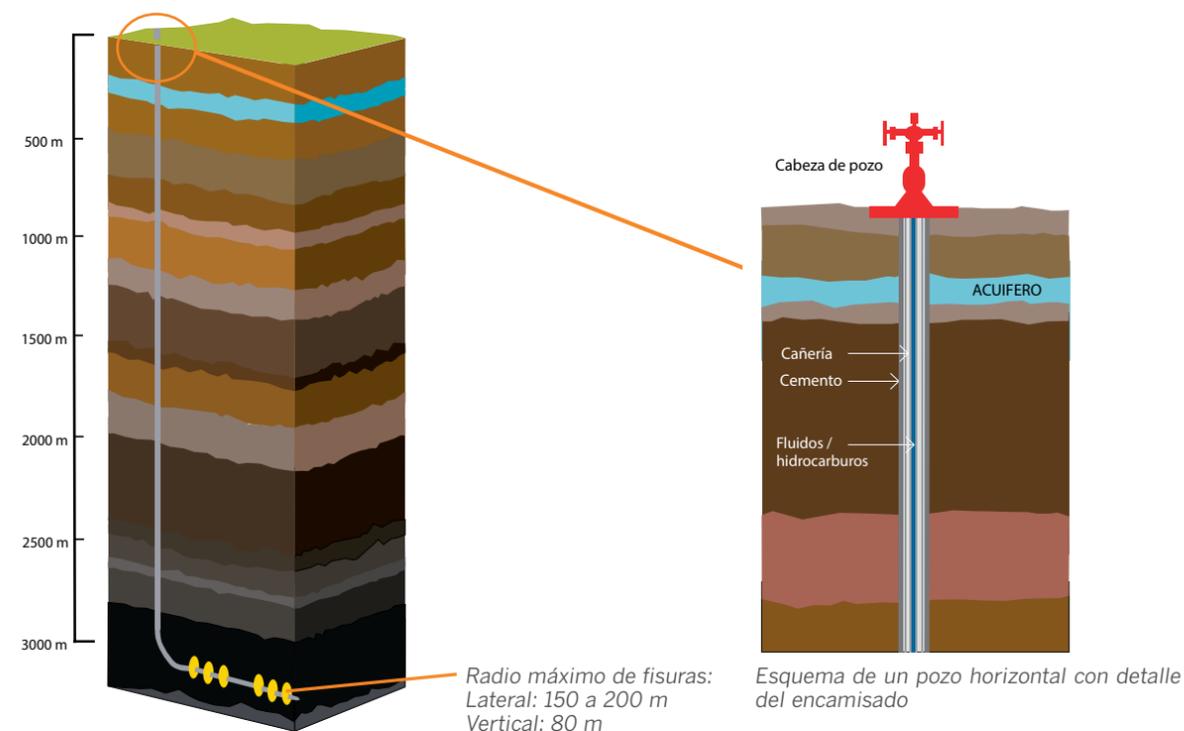
→ 1 ¿La estimulación hidráulica puede contaminar los acuíferos de agua dulce?

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 dulce. Esta agua subterránea se protege durante la perforación por medio de la combinación entre un encamisado de acero protector y el cemento, lo cual constituye una práctica muy consolidada, tanto en convencionales como en no convencionales. 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.

En cuanto a las fisuras que produce la estimulación hidráulica, en la Argentina, la mayoría de las rocas generadoras de hidrocarburos comienza a ser explotable a partir de los 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 interés, y los acuíferos. Por lo tanto, la posibilidad de contacto se considera remota o nula. En su informe "Aspectos ambientales en la producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales", la Academia Nacional de Ingeniería considera que se trata de una preocupación para la cual "no hay fundamentos".

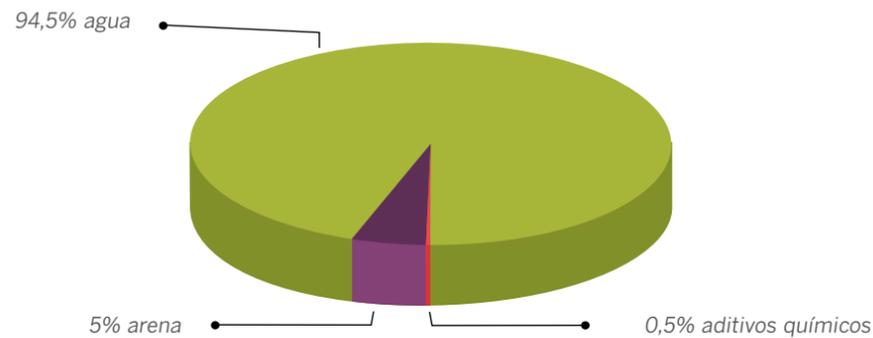
Vale tener en cuenta que en el mundo, durante el último siglo, se perforaron de manera segura millones de pozos que atravesaron acuíferos, sin inconvenientes significativos. En nuestro país se llevan perforados más de 67.000 pozos.



→ 2 ¿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 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 está presente en aplicaciones comerciales y hogareñas, en general, en concentraciones varias veces más elevadas que en los fluidos de estimulación (ver cuadro). 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. Algunos de los compuestos químicos enumerados, dependiendo de la concentración en que se encuentren, pueden resultar tóxicos, tanto en el hogar como en las operaciones de gas y petróleo. Por eso la industria se preocupa especialmente de que no entren en contacto con el medio ambiente, confinándolos en tuberías y piletas especialmente diseñadas durante las operaciones, e inyectándolos en pozos diseñados para la disposición final (sumideros), a grandes profundidades. Estos pozos también están regulados por la autoridad de aplicación.



Componentes del fluido de estimulación

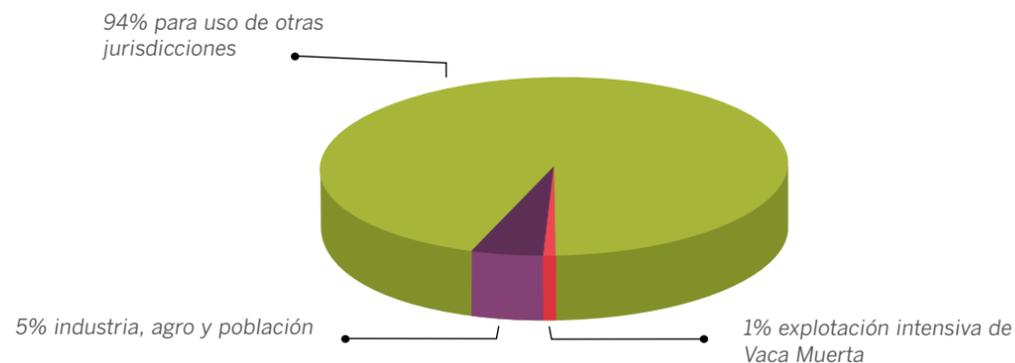
Tipo de sustancia	Función en la industria	Función en el hogar	Concentración en el hogar	Concentración en el fluido de fractura
Hipoclorito de sodio (lavandina)	Acondicionamiento del agua, control microbiano	Desinfectante, agente blanqueador, tratamiento del agua. Uso médico	0,1% a 20%	0,01% a 0,02%
Glutaraldehído	Control microbiano	Desinfectante. Producto utilizado para esterilizar equipamiento médico y odontológico		0,01%
Hidróxido de sodio (soda cáustica)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Preparación de alimentos, jabones, detergentes, blanqueadores dentales	0,1% a 5%	0,04% a 0,08%
Ácido clorhídrico (ácido muriático) (33%)	Disolver carbonatos, bajar el pH	Para destapar cañerías. Presente en el estómago		0,33%
Carbonato de sodio (natrón)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Limpiadores, lavavajillas, pasta de dientes, acuarios, cuidado del cabello	0,5% a 85%	0,0% a 0,025% (Muy raramente utilizado)
Bicarbonato de sodio	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Polvo leudante, limpiadores, pasta de dientes, polvo de bebés, acuarios	1% a 100%	0,0% a 0,006% (Muy raramente utilizado)
Ácido acético (vinagre)	Estabilizador de hierro para la mezcla de ácido clorhídrico	Preparación de comidas, productos de limpieza	1% a 5%	0,003%
Cloruro de potasio	Control de la expansión de arcillas	Sal de mesa dietética, uso médico, suplemento para mascotas	0,5% a 40%	0,0% a 0,91%
Goma guar	Gelificante (polímero)	Cosméticos, productos horneados, helado, dulces, sustituto de trigo	0,5% a 20%	0,0% a 0,25%
Sales de Borato / ácido bórico	Para reticular el fluido de fractura	Cosméticos, spray para cabello, antiséptico, detergentes	0,1% a 5%	0,0% a 0,001%
Enzima hemi celulósica	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Aditivo de vinos, pasta de soja, procesos industriales de alimentos, aditivo de alimentos de granja	0,1% a 25%	0,0% a 0,0005%
Enzimas	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Detergentes, jabones para ropa, removedores de manchas, limpiadores, café instantáneo	Aprox. 0,1%	0,0% a 0,0005%
Surfactantes	Tensioactivos: Para reducir las tensiones superficiales e interfaciales	Detergentes, lavavajillas, champoo, gel de duchas	0,5% a 2,0%	0,02%
Sílica (arena)	Agente de sostén	Vidrio, limpiadores en polvo, artículos de artística	1% a 100%	4,0% a 6,0%
Resina acrílica	Agente de sostén (recubrimiento de granos de agente de sostén)	Desinfectante, colorante, empaque de alimentos	<0,01% a 2%	0,0% a 0,002% (no se usa siempre)

En la lista se incluyen los químicos que pueden ser utilizados en una operación de estimulación hidráulica. Se informa la función de cada uno durante las operaciones así como cuando se los utiliza en el hogar, con sus concentraciones aproximadas.

→ 3 ¿La estimulación hidráulica requiere de grandes cantidades de agua?

La producción de hidrocarburos no convencionales requiere del uso de mayor cantidad de agua, comparada 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. La estimulación hidráulica de un pozo shale, por ejemplo, puede demandar hasta 30.000 m³ de agua. Sin embargo la cantidad dependerá del tipo de pozo y de la formación. Por ejemplo, hoy, un pozo vertical típico requiere de hasta 6.500 m³, cifra que asciende hasta 12.000 m³ en el caso de los horizontales. Esta cantidad se utiliza, 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 convencio-

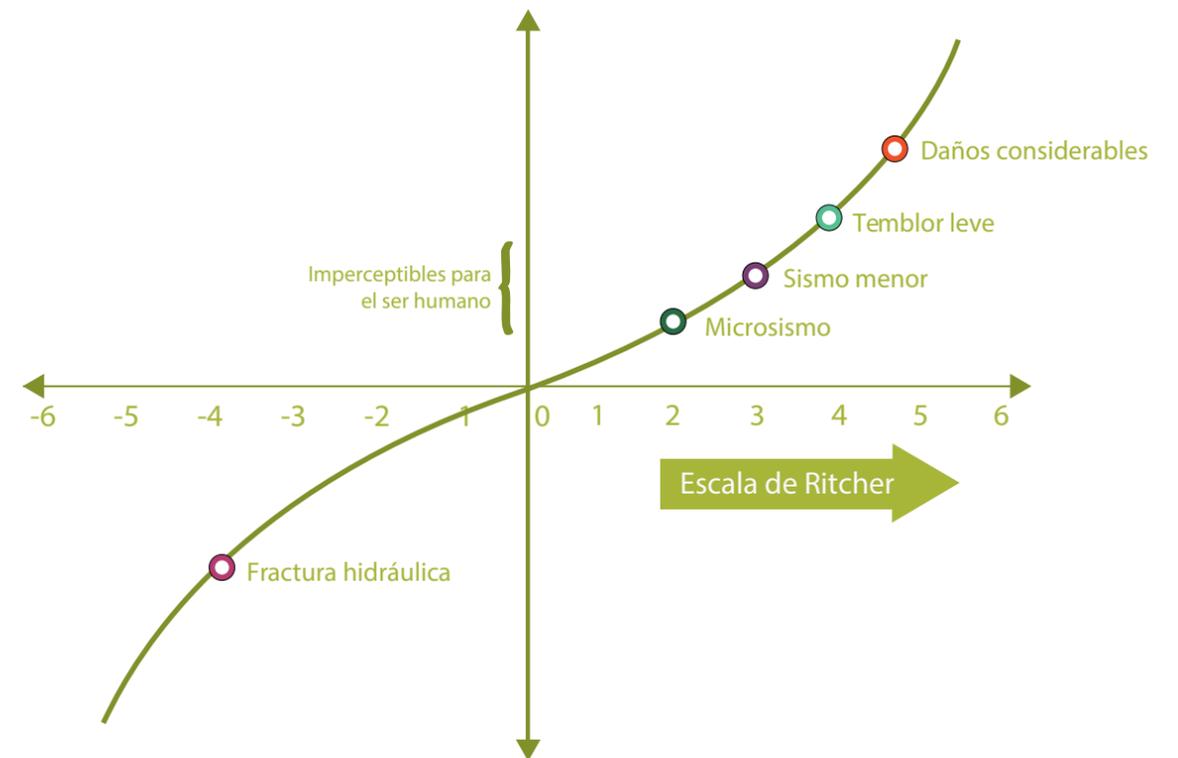
nales, de cursos superficiales (ríos y lagos) y está prohibido el abastecimiento mediante acuíferos subterráneos de agua dulce. Una situación similar se produce en Chubut. A modo de ejemplo, se calcula que la explotación intensiva y en plenitud de la Formación Vaca Muerta, que contiene el mayor potencial de gas y petróleo de esquistos y lutitas, requeriría de menos del 1% del recurso hídrico de Neuquén, frente a un 5% que requieren la población, la industria y el agro, y al 94% remanente para otros usos en otras jurisdicciones. 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). O, más recientemente, el reuso para nuevas etapas de estimulación hidráulica. Además, la tendencia es a producir fisuras cada vez más pequeñas, lo que disminuye el requerimiento.



La explotación intensiva de la formación Vaca Muerta, requeriría alrededor del 1% del recurso hídrico disponible en la Cuenca Neuquina

→ 4 ¿La estimulación hidráulica puede activar fallas geológicas y producir terremotos?

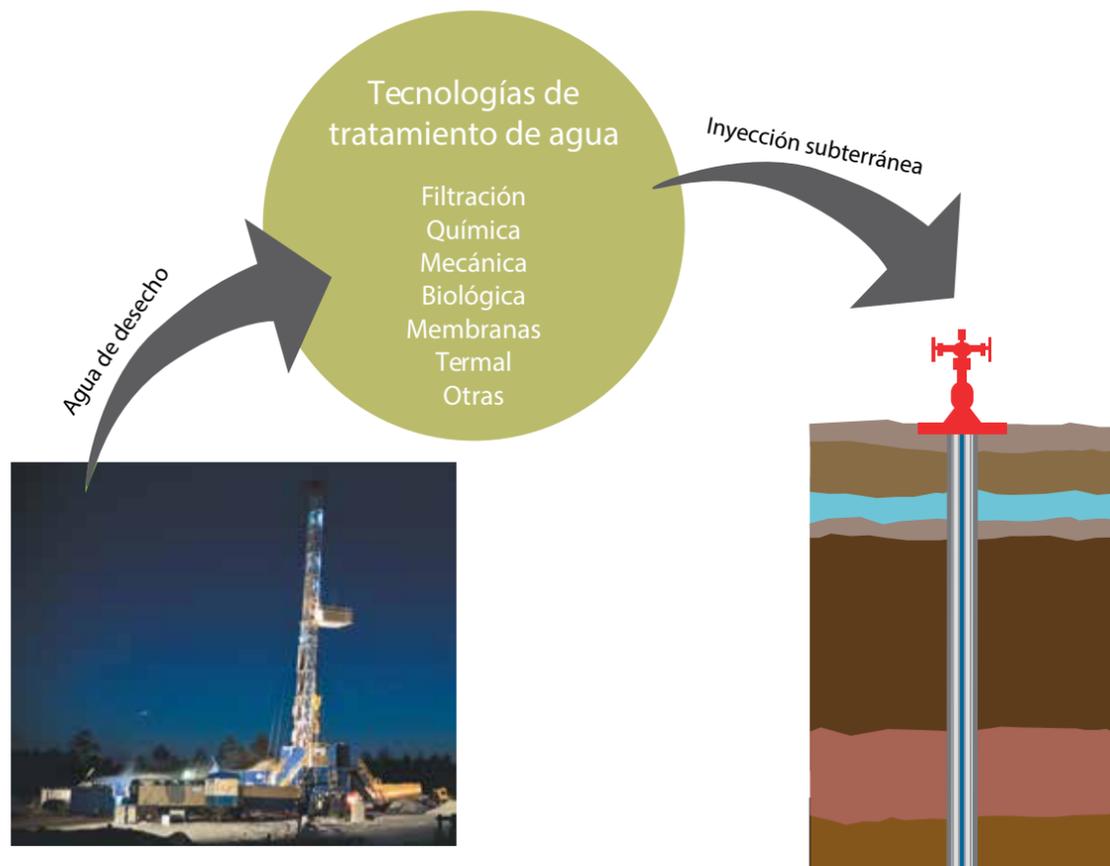
Con sensores adecuados, es posible medir las vibraciones que genera la estimulación hidráulica. Estas vibraciones son unas 100.000 veces menores que los niveles perceptibles por los seres humanos y mucho menores aún que las que podrían producir algún daño. A 2015 se completaron cientos de miles de etapas de estimulación hidráulica en el mundo sin que se informaran eventos sísmicos significativos. A la fecha, y pese a los numerosos estudios científicos, no se probó ninguna vinculación entre eventos sísmicos potencialmente peligrosos o dañinos y proyectos de gas o petróleo de esquistos y lutitas.



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.

→ 5 ¿Son perjudiciales para el medio ambiente las aguas residuales que se generan por la explotación de recursos no convencionales?

Al finalizar los trabajos de estimulación hidráulica, una parte del fluido inyectado retorna a la superficie (en Vaca Muerta, menos de un tercio, y a veces una cantidad mucho menor). Esta “agua de retorno” o “flowback” tiene altos contenidos de sales, cloruros y carbonatos, y no es apta para ser liberada en el medio ambiente. Las regulaciones obligan a tratarla y reciclarla para nuevos usos, incluso nuevas operaciones de estimulación hidráulica, lo cual disminuye los requerimientos de agua fresca. En algunos casos, este flowback es confinado en los llamados “pozos sumideros”. Se trata de pozos petroleros agotados o de pozos construidos para ese fin específico, aprobados por la autoridad de aplicación, con todas las medidas de seguridad, para confinar este fluido en formaciones estériles, a profundidades que superan los mil metros, y completamente aisladas del medio ambiente. Previo a su inyección en dichos pozos sumideros el agua de retorno debe recibir un tratamiento adecuado. Se trata, vale la aclaración de una práctica habitual en esta y otras industrias, independientemente de que se trate de extracción convencional o no convencional de hidrocarburos.



REFERENCIAS

- 1. U.S. Department of Energy. Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer. April 2009. P 48.
 - 2. National Ground Water Association (NGWA). “Hydraulic Fracturing: Meeting the Nation’s Energy Needs While Protecting Groundwater Resources.” November 1, 2011.
 - 3. American Water Works Association. “USEPA to Sample Tap Water in Dimmock, Pa.” January 24, 2012. <http://www.awwa.org/Publications/BreakingNewsDetail.cfm?ItemNumber=58354>.
 - 4. U.S. Department of Energy, Op. Cit., P 64.
 - 5. U.S. Department of Energy, Op. Cit., Page 61.
 - 6. <http://earthquake.usgs.gov/earthquakes/eqarchives/year/eqstats.php>
 - 7. Frischetti, Mark. “Ohio Earthquake Likely Caused by Fracking Wastewater.” Scientific American. January 4, 2012. <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=ohio-earthquake-likely-caused-by-fracking>.
 - 8. Holland, Austin. “Examination of Possibly Induced Seismicity from Hydraulic Fracturing in the Eola Field, Garvin County, Oklahoma.” Oklahoma Geological Survey. Open-File Report OF1-2011. http://www.ogs.ou.edu/pubsscanned/openfile/OF1_2011.pdf.
 - 9. Howarth, Robert W. “Methane and the Greenhouse-Gas Footprint of Natural Gas from Shale Formations.” Climatic Change. DOI 10.1007/s10584-011-0061-5. Accepted March 13, 2011. Available at: <http://www.sustainablefuture.cornell.edu/news/attachments/Howarth-EtAl-2011.pdf>.
 - 10. Andrew Burnham, Jeongwoo Han, Corrie E Clark, Michael Wang, Jennifer B Dunn, and Ignasi Palou Rivera. Environ. Sci. Technol., 22 November 2011.
 - 11. Fulton, M, Melquist, N. Comparing Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions from Natural Gas and Coal. DeutscheBank Climate Advisors. August 25, 2011.
 - 12. U.S. EPA. Clean Energy. “Natural Gas: Electricity from Natural Gas.” <http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-and-you/affect/natural-gas.html>.
 - 13. Shale en Argentina <http://www.shaleenargentina.org.ar>
 - 14. Academia Nacional de Ingeniería “Aspectos ambientales en la producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales”. <http://www.acaning.org.ar>
- Para mayor información dirigirse a: www.iapg.org.ar





INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

El abecé

de los Hidrocarburos en Reservorios
No Convencionales

shale oil, shale gas, tight gas

Maipú 639 (C1006ACG)
Buenos Aires - Argentina
Tel: (54 11) 5277 IAPG (4274)

www.iapg.org.ar



/IAPGinfo



/IAPG_info



/iapginfo



/+iapgOrgAr



/company/iapg



www.shaleenargentina.org.ar



ACADEMIA NACIONAL DE INGENIERÍA

INSTITUTO DE ENERGÍA

DOCUMENTO NÚMERO 4

**ASPECTOS AMBIENTALES EN LA PRODUCCIÓN
DE HIDROCARBUROS DE
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

**El caso particular de “Vaca Muerta” en la
Provincia de Neuquén**



OCTUBRE DE 2013

**BUENOS AIRES
REPÚBLICA ARGENTINA**

ACADEMIA NACIONAL DE INGENIERÍA

INSTITUTO DE ENERGÍA

DOCUMENTO NÚMERO 4

**ASPECTOS AMBIENTALES EN LA PRODUCCIÓN
DE HIDROCARBUROS DE
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

**El caso particular de “Vaca Muerta” en la
Provincia de Neuquén**



OCTUBRE 2013

**BUENOS AIRES
REPÚBLICA ARGENTINA**

ACADEMIA NACIONAL DE INGENIERÍA

PRESIDENTE HONORARIO

Ing. Arturo J. Bignoli

MESA DIRECTIVA (2012-2014)

Presidente

Ing. Oscar A. Vardé

Vicepresidente 1°

Ing. Luis U. Jáuregui

Vicepresidente 2°

Ing. Isidoro Marín

Secretario

Ing. Ricardo A. Schwarz

Prosecretario

Ing. Eduardo R. Baglietto

Tesorero

Ing. Manuel A. Solanet

Protesorero

Ing. Antonio A. Quijano

ACADEMIA NACIONAL DE INGENIERÍA

ACADÉMICOS TITULARES

Dr. José Pablo Abriata
Ing. Patricia L. Arnera
Ing. Mario E. Aubert
Ing. Eduardo R. Baglietto
Ing. Conrado E. Bauer
Dr. Ing. Raúl D. Bertero
Ing. Rodolfo E. Biasca
Ing. Arturo J. Bignoli
Ing. Juan S. Carmona
Dr. Ing. Rodolfo F. Danesi
Dr. Ing. Raimundo O. D'Aquila
Ing. Tomás A. del Carril
Ing. Gustavo A. Devoto
Ing. Aristides B. Domínguez
Ing. René A. Dubois
Ing. Máximo Fioravanti
Ing. Alberto Giovambattista
Ing. Luis U. Jáuregui
Dr. Ing. Raúl A. Lopardo
Ing. Isidoro Marín
Ing. Eduardo A. Pedace
Ing. Alberto H. Puppo
Ing. Antonio A. Quijano
Ing. Ricardo A. Schwarz
Ing. Francisco J. Sierra
Ing. Manuel A. Solanet
Ing. Carlos D. Tramutola
Ing. Oscar A. Vardé
Ing. Guido M. Vassallo
Dra. Ing. Noemí E. Zaritzky

ACADEMIA NACIONAL DE INGENIERÍA

INSTITUTO DE ENERGÍA

Director: Académico Ing. Eduardo R. Baglietto

Secretario: Académico Ing. Gustavo A. Devoto

Integrantes:

Académico Dr. José P. Abriata

Dr. Eduardo A. Aime

Académica Ing. Patricia L. Arnera

Ing. Ernesto P. Badaraco

Académico Ing. Raúl A. Bertero

Ing. Miguel A. Beruto

Lic. Roberto D. Brandt

Ing. Roberto Carnicer

Ing. Carlos A. Grimaldi

Académico Ing. Luis U. Jáuregui

Dr. Jaime B. A. Moragues

Ing. Daniel A. Ridelener

Ing. Armando J. Sánchez Guzmán

Lic. Jorge I. Sidelnik

Lic. Gustavo Yrazu

ÍNDICE

I. Introducción: Contexto internacional en el cual se inicia el desarrollo6 de esta nueva Tecnología en Argentina.

Breve historia del Shale Gas.	6
Descripción de la tecnología de extracción del Shale Gas.	6
Importancia del Shale Gas para el mundo y la Argentina, y la evaluación7 de su impacto económico local.	7

II. Preocupaciones ambientales.14

III. Respuestas con fundamento técnico y académico a estos temas,16 tomando como base los trabajos de investigación y las recomendaciones emitidas por la EPA y el DOE de Estados Unidos y la RAE del Reino Unido.

T1. ¿Puede la estimulación hidráulica contaminar acuíferos de agua16 potable cercanos a la zona de las perforaciones, o que son atravesados por las perforaciones?

T2. ¿Es cierto que la estimulación hidráulica mediante el fracking requiere18 de “grandes cantidades de agua”? ¿Qué se entiende por grandes cantidades?

T3. ¿Es cierto que los fluidos utilizados en estimulación hidráulica, contienen20 cientos de productos químicos peligrosos que no se dan a conocer al público?

T4. ¿Puede la estimulación hidráulica activar fallas geológicas preexis-23 tentes y producir sismos o terremotos perceptibles por los seres humanos y/o que puedan dañar propiedades y activos de terceros?

T5. ¿Son perjudiciales para el medio ambiente las aguas residuales que26 se generan en la explotación de hidrocarburos no convencionales? ¿Pueden ser mitigados o remediados estos problemas?

T6. ¿Existe riesgo de que se produzcan emisiones de gas metano por las28 fracturas que pudieran abrirse hasta el nivel de superficie del suelo y salir a la atmósfera terrestre, causando hasta 24 veces más daño a igualdad de volumen que las emisiones de CO₂? ¿Es significativa la emisión de CO₂ en la explotación de Shale Gas?

T7. ¿Está el uso del fracking permitido en todos los países? Si en algún30 caso ello no fuera así, ¿por qué razón no está permitido?

T8. “La explotación de petróleo y gas de esquisto ocupa una extensión de32 tierra más grande que la producción de energía convencional”.

T9. ¿Es el ruido en Vaca Muerta, un motivo de preocupación semejante33 al de las ciudades de EEUU cercanas a yacimientos en explotación?

IV. Primeras Conclusiones y Recomendaciones.34

I. Introducción: Contexto internacional en el cual se inicia el desarrollo de esta nueva Tecnología en Argentina.

Breve historia del Shale Gas

- La tecnología de explotación del shale gas (gas retenido en formaciones geológicas no libres) fue desarrollada en el período entre 1943 y 1947 por Standard Oil of Indiana. Llegó a Argentina a través de Amoco, luego Pan American Energy.
- Comenzó a ser utilizada comercialmente en 1954.
- El primer pozo con multifracturas horizontales data de 1975.
- Los pozos horizontales de Shale gas con multifracturas hidráulicas comienzan a realizarse masivamente en 1988.
- Entre 2005 y 2010, la producción de Shale pasó, solo en EEUU, de un valor casi nulo a 500 Mill.m3/día.
- En 2013 habían sido ya completados una enorme cantidad de fracturas hidráulicas, con una producción de casi 700 Mill. m3/día, aproximadamente el 25% de la producción total de gas de EEUU.
- El precio del gas se redujo sensiblemente en Estados Unidos, fomentó la instalación de nuevas industrias, se redujeron las emisiones de CO2 y se limitó la importación del fluido.
- Además en EEUU se produjo una fuerte creación de empleo directo e indirecto y de las nuevas industrias instaladas como consecuencia de los valores más competitivos de la energía.

Descripción de la tecnología de extracción del Shale Gas.

Todos los hidrocarburos se formaron a partir de células de microorganismos que se fueron acumulando a lo largo de cientos de miles e incluso millones de años, a medida que la tierra se enfriaba y cambiaba la composición química de su atmósfera, en el lecho de depresiones, mares y lagos, mezclados con otros materiales. Las condiciones de elevada presión y temperatura desarrolladas en esa corteza terrestre en formación, a medida que se sumergía aprisionada por nuevas formaciones, condujo a la transformación de las moléculas de estos microorganismos, muchas de ellas no complejas, con sólo carbono e hidrógeno como átomos principales.

Los geólogos identifican a este tipo de rocas en las cuales se formaron inicialmente los hidrocarburos como “rocas generadoras”. Cubren una parte significativa de la superficie de la tierra, a profundidades y con espesores muy diferentes. También son diferentes entre sí el nivel de porosidad y per-

meabilidad de distintos tipos de “rocas generadoras”, las que contienen aquello que hoy denominamos hidrocarburos, -cadenas de carbono de distinta longitud y algunas moléculas con configuraciones cerradas-.

Simplificando, es posible afirmar que estos hidrocarburos, cuando en algunos casos pudieron migrar desde las rocas en las cuales tuvieron origen, se ubicaron, de acuerdo con su respectiva densidad en capas sucesivas, donde los más livianos ocupaban la parte superior de “cavernas”, o recintos en los cuales estas moléculas orgánicas estaban a distintas profundidades y siempre retenidas por un fondo de arcillas o rocas impermeables. Otras porciones, -que últimamente se ha descubierto que tenían volúmenes tan significativos o más que los hidrocarburos encontrados en cavernas-, quedaron retenidos en la roca generadora, cuando la misma era de baja porosidad y baja permeabilidad.

Habiéndose comprobado la reducción relativa de recursos fósiles de muy fácil extracción, los técnicos comenzaron a analizar el potencial de otros tipos de yacimientos, denominados “no convencionales”, entre los cuales cabe mencionar los esquistos bituminosos, las arenas impregnadas de hidrocarburos (Oil sands, Canadá) y las acumulaciones “no libres” que se están analizando en este documento, donde el gas y el petróleo habían permanecido dentro mismo de la roca generadora, sin haber podido migrar nunca hacia formaciones independientes y homogéneas de hidrocarburos líquidos y gaseosos: éstas son las que se denominan formaciones de Shale Gas y Shale Oil, la fuente de hidrocarburos fósiles que será más rápidamente desarrollada durante los próximos años.

Este próximo período, probablemente no superior a 50 años, será sin duda de transición, hasta el surgimiento y mayor participación paulatina de tecnologías renovables que al ser convertidas en rentables e instaladas en gran escala, evitarán la emisión de grandes cantidades de gases (principalmente CO₂, pero también metano y otros).

Importancia del Shale Gas para el mundo y la Argentina, y la evaluación de su impacto económico local.

El Shale Gas se ha convertido en el más probable vehículo para proveer de energía a las naciones durante la transición que, reiteramos, se estima de no más de 50 años, etapa durante la cual la energía se estará consumiendo con mayor eficiencia y produciendo con un cada vez mayor porcentaje de otras fuentes primarias, las que ya no serán solo hidrocarburos de origen fósil, como ha ocurrido durante los últimos 150 años.

En particular, en EEUU, nación en la cual ya se ha adquirido suficiente experiencia por haberse realizado las grandes cantidades de fracturas hidráulicas mencionadas en distintos yacimientos “No Convencionales” y se ha alcanzado una producción de 700 Millones de m³ diarios de gas, aproximadamente el 25% del consumo total de ese país, la Agencia de Protección Ambiental (EPA) ha destacado el nuevo rol de esa fuente de energía al expresar que, **“El gas natural tiene un papel clave en el futuro de la energía limpia en nuestra nación”**. Esto ya se ha comenzado a comprobar en los hechos.

Teniendo en cuenta que Argentina es en este momento, de acuerdo con la información disponible, el país que dispondría de la mayor cantidad conocida de recursos de hidrocarburos fósiles no convencionales por habitante, y la importancia que tiene para Argentina la posibilidad de recuperar en el menor plazo posible el autoabastecimiento de energía, e incluso, de obtener una nueva fuente de divisas provenientes de las exportaciones, **parece recomendable avanzar rápidamente en la determinación de que porcentaje de esos recursos puede ser convertido en reservas**, estableciendo la rentabilidad económica de extraer esos recursos, y también las normas y prácticas de protección ambiental necesarias para asegurar que el volumen de capitales necesario, el know how, los permisos gubernamentales y los conocimientos tecnológicos estén disponibles para iniciar esa tarea.

Es sabido que una de las principales condiciones que atraen a las compañías con el capital, la tecnología y el know how necesarios, es la existencia de una normativa específica estable y predecible, que asegure a cada inversor que todos los participantes cumplan con normas semejantes, políticamente aceptadas por la Sociedad Civil y utilizando las “Mejores Prácticas” conocidas a la fecha, por Empresas reconocidas en esta industria, que acepten además el establecimiento de controles y un monitoreo permanente de aquellos aspectos que más preocupan a la población, a los Reguladores y a las Organizaciones de defensa del medio ambiente.

Los aspectos que más preocupan a la población, están habitualmente relacionados con la seguridad física y la salud de las personas y la no afectación a la naturaleza. En este trabajo se ha procurado identificar aquellos temas que más preocupación han despertado en la naciones donde ya existe una larga experiencia en la extracción de estos hidrocarburos de yacimientos no convencionales y dar una respuesta basada, no solamente en la opinión con fuerte aval técnico de especialistas argentinos, sino fundamentalmente a partir de las normas y recomendaciones emitidas por aquellas organizaciones internacionalmente consideradas más confiables e imparciales en dar respuesta a estas inquietudes.

Solamente algunas instituciones líderes a nivel internacional han llevado adelante procesos de investigación sistemáticos. El Instituto de Energía de la Academia Nacional de Ingeniería (ANI), por medio de un equipo técnico¹ "ad hoc" ha analizado la documentación técnica producida por algunos de los centros de investigación e instituciones científicas y regulatorias más prestigiosos conocidos, -el Department of Energy (DOE, USA); la Environmental Protection Agency (EPA, USA); The Royal Society y la Royal Academy of Engineering (RAE² UK)-, para tomar, de los antecedentes publicados por los mismos, opiniones y recomendaciones sobre el tema que da origen a este documento. También se ha utilizado alguna información estadística proveniente de otras fuentes, tales como el Instituto Nacional del Agua y el Ambiente (INAA), la International Energy Agency (IEA), o información estadística de Asociaciones internacionales como el IGU (International Gas Union) y también de las Empresas que han tenido participación relevante en la gran cantidad de fracturas hidráulicas realizadas hasta la fecha, especialmente en Estados Unidos, analizando esta información para eliminar cualquier inexactitud o parcialidad apreciable. Este Informe Final fue revisado y ampliado por los integrantes del Instituto y la Academia.

Este mismo procedimiento adoptado por la ANI ha sido previamente utilizado por la Real Academia de Ingeniería de España, que ha procedido a responder a las principales inquietudes e incertidumbres que se presentan en los ámbitos relacionados con la defensa del medio ambiente, la seguridad en el abastecimiento y la calidad del agua, con los datos cuantitativos y los conceptos surgidos de las investigaciones realizadas por las tres instituciones citadas.

Adicionalmente, los expertos y partes integrantes del grupo de trabajo sobre la fracturación hidráulica del "Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas" de España ha concluido también que, con la tecnología y los controles adecuados, la industria de la extracción del gas no convencional tiene un riesgo similar a cualquier otra industria extractiva o transformadora.

Se han analizado las respuestas dadas por estas Instituciones de máximo prestigio a los principales cuestionamientos realizados por Organizaciones de la Sociedad Civil y ambientalistas, en relación con aquellas potencia-

¹ Liderado por los Ing. Ernesto Pablo Badaraco e Ing. Jose Luis Inglese

² En este trabajo, en todas las oportunidades que se menciona la RAE, se estará haciendo mención simultáneamente a The Royal Society, debido a que sus dictámenes fueron elaborados en conjunto.

les consecuencias de la producción de hidrocarburos en reservorios no convencionales, las que han despertado preocupaciones, tanto en las personas que desconocen los aspectos técnicos de este tema, como en los Reguladores Estatales y también, en aquellas Organizaciones de Investigación y en las ONG especializadas en el medio ambiente, que usualmente también desconocen los aspectos científicos y técnicos relacionados con la producción de Shale Gas y Shale Oil.

Dado que la mayor concentración de esos recursos se ha detectado en el Reservorio Vaca Muerta de la Provincia de Neuquén, se han elaborado, en una primera revisión del medio local, un grupo de 9 motivos listados en el Ítem II de este documento, respecto de los cuales han expresado diferentes niveles de preocupación dichas organizaciones y también personas a nivel individual, con diferente número de menciones y también con distinto tratamiento por parte de los medios y en las campañas de difusión de las ONG concentradas en el estudio de temas ambientales. Se ha buscado dar respuesta a esas preocupaciones particularizando ese análisis para las condiciones ambientales y sociales específicas de dicho Reservorio.

En el ítem III se ha procurado dar respuesta a cada uno de ellos, casi exclusivamente en base a las opiniones recogidas de las fuentes calificadas que han sido mencionadas previamente en este punto, fuentes acordes con la rigurosidad e imparcialidad puestas como condición por la ANI.

Por último, se ha creído conveniente -luego de expresar las preocupaciones y evaluarlas para el caso de Vaca Muerta- indicar las consiguientes recomendaciones y normativas que las Instituciones seleccionadas han emitido con relación a cada una de estas preocupaciones, de igual forma que la ANI y otras Instituciones académicas de igual prestigio lo han hecho en el pasado y lo continúan haciendo con temas de interés público, como los Organismos Genéticamente Modificados, la Energía Nuclear, la Minería, etc. Cabe destacar que este proceso en particular está en sus etapas iniciales, por lo que en muchos casos haremos referencia a estudios que aun no han sido concluidos en forma definitiva.

Finalmente, se expresan también aquellas recomendaciones adicionales que, basadas en la evaluación para Vaca Muerta de las recomendaciones de la RAE y EPA y con el agregado del conocimiento y experiencia ingenieril de los miembros de la Academia Nacional de Ingeniería de Argentina surgirían como más adecuadas para dicho Reservorio.

Como se ha mencionado previamente, la EPA de EEUU, sintetiza todo lo relacionado con el Shale Gas expresando que **“El gas natural** -proveniente

de yacimientos no Convencionales- **tiene un papel clave en el futuro de la energía limpia en nuestra nación**". Continúa afirmando que, "Los Estados Unidos tienen grandes reservas de gas natural que son comercialmente viables, como resultado de los avances en las tecnologías de perforación horizontal y fractura hidráulica, que permiten un mayor acceso al gas existente en este tipo de formaciones rocosas bajo tierra (Shale Gas). Estos avances tecnológicos han conducido a un aumento significativo en la producción tanto de gas natural como de petróleo en todo el país".

Es necesario destacar que, el concepto de "**Energía Limpia**" permite apreciar también el rol que en la transición hacia otras fuentes de energía tendrá este hidrocarburo de yacimientos no convencionales para asegurar la disponibilidad de energía limpia durante esa transición.

Al respecto, cabe mencionar que el Dr. Fatih Birol, economista jefe de la International Energy Agency (IEA) destacaba al Financial Times en Mayo 2012, que "*...la sustitución parcial de centrales eléctricas de carbón por gas junto con las mejoras de eficiencia energética han permitido a los Estados Unidos reducir en hasta 450 millones de Tns. las emisiones de CO2 anuales en los últimos cinco años (llegando a alcanzar nuevamente los niveles de emisión de 1995)*".

Los estudios de EPA han establecido que el Shale Gas es clave para la economía de EEUU y por ello, es necesario establecer cuáles son las tecnologías y las regulaciones necesarias para evitar o mitigar los potenciales impactos medioambientales que pudieran ser detectados en cada etapa del ciclo de fractura hidráulica con agua y en cada localidad geográfica específica.

EPA también considera que el desarrollo responsable de los recursos de petróleo y gas de Estados Unidos ofrece importantes beneficios ambientales, económicos y en seguridad de abastecimiento. Sin embargo, "*...como el uso de la fractura hidráulica se ha incrementado, existen preocupaciones acerca del potencial impacto sobre la salud humana y el medio ambiente, especialmente en todo lo relacionado con el agua potable. En respuesta a la preocupación pública, la Cámara de Representantes de Estados Unidos requirió en el año 2009, a la Agencia de Protección Ambiental (EPA), conducir investigaciones científicas para examinar la relación entre el fracking y los recursos de agua potable*". Los resultados y las recomendaciones derivadas de los mismos dependerán de la considerable cantidad de investigaciones que aún están en curso.

Para la RAE, pese a considerar que no existen riesgos no mitigables o que los mismos no son significativos, los Organismos designados deben **implemen-**

tar y monitorear en forma permanente la aplicación de las “Mejores Prácticas” en todas las operaciones. Además la RAE considera que **toda esta información debe ser divulgada en forma transparente.**

La RAE recomienda también que *“todas las operaciones relacionadas con el Shale Gas deberían tener en forma obligatoria una previa Evaluación de Riesgos Ambientales (ERA). Los riesgos sísmicos, la disposición de las aguas de reflujos de las fracturas y el desmontaje y abandono de un pozo, deberían ser también parte de la ERA respectiva”.*

Otras recomendaciones están relacionadas con la necesaria “Coordinación” de las numerosas áreas y Agencias del Estado con responsabilidades regulatorias y de control. La RAE cree necesario disponer de:

- *Claridad en los roles y responsabilidades.*
- *Mecanismos que permitan formas de trabajar integradas entre distintas agencias.*
- *Mecanismos más formales para compartir información.*
- *Lograr el involucramiento de las comunidades locales.*
- *Mecanismos que permitan aprender a partir de las Mejores Prácticas Operativas y Regulaciones internacionales.*

Otros aspectos que se recomienda considerar son el impacto sobre el desarrollo del país a largo plazo, e identificar la falta de habilidades necesarias y el entrenamiento requerido por el personal que será involucrado en la explotación de este recurso.

Por último, la RAE aconseja que *“todas las áreas de investigación de su país consideren incluir en sus programas de investigación el tema Shale Gas, incluso con trabajos conjuntos y compartidos e investigando la aceptación por parte de la opinión pública de este combustible en el marco de las políticas de esa Nación con respecto al cambio climático, la disponibilidad de Energía y la economía, considerada en su forma más amplia”.*

Sin embargo ese desarrollo de investigaciones particularizadas no ha detenido la explotación de dicho recurso por tener precisamente en cuenta importantes beneficios ambientales, económicos y en seguridad de abastecimiento, actitud que la ANI considera totalmente trasladable a nuestro país.

Para finalizar estos comentarios introductorios, corresponde mencionar que los accidentes o fallas registrados históricamente, antes en Yacimientos Convencionales y ahora en “No Convencionales”, han estado siempre relacionados

con el hecho de no respetar las “Mejores Prácticas” en la perforación y explotación de los pozos, los cuales son aún más complejos cuando se requiere perforación horizontal. Por esa razón, dos aspectos adicionales para asegurar la “Integridad” de cada pozo, que han sido recomendados por la RAE, son:

1) *“solicitar que el “Diseño” de cada pozo sea examinado por un inspector independiente del Operador. La inspección debe ser realizada desde los puntos de vista de la salud pública, la seguridad (Integridad) de cada pozo y también en el marco de una perspectiva ambiental. Este Inspector independiente, debe asegurar además -mediante sus visitas al lugar durante la construcción- que cada pozo ha sido completado de acuerdo con el diseño acordado”.*

2) Por último, la RAE recomienda que *“deben establecerse mecanismos destinados a asegurar que serán presentados informes de todas las fallas que pudieran haber ocurrido en un pozo, así como otros accidentes e incidentes, asegurando también que estos informes serán compartidos entre los diferentes Operadores. Se considera que si la información recogida es compartida entre los Operadores, ello hará posible desarrollar progresivamente Evaluaciones de Riesgos de mejor calidad y promover las Mejores Prácticas en el ámbito de toda esta Industria”.*

Todas estas recomendaciones de la RAE y EPA tienen en general sustento jurídico preexistente en la República Argentina, en base a la **Ley General del Medio Ambiente Nro. 25.675**, regulatoria del Artículo 41 de la Constitución Nacional, y las normativas provinciales pertinentes.

II. Preocupaciones ambientales:

Se ha considerado conveniente para el objetivo de este análisis, detallar cuáles son los **Ítems** respecto de los cuales se han mencionado preocupaciones por “riesgos potenciales” en distintos trabajos de Organizaciones Académicas u ONGs ambientalistas.

Para dar fundamento al mencionado análisis se han condensado en 9 Ítems las preguntas o inquietudes habitualmente formuladas en relación con esta tecnología y sus consecuencias técnicas, económicas y ambientales, **dando prioridad a estas últimas**. Las cuestiones planteadas han sido respondidas muy sintéticamente, tomando textualmente en la mayor parte de los casos, distintos tramos de los conceptos publicados por el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA), The Royal Society y la Real Academia de Ingeniería de Inglaterra, (RAE) y la International Gas Union (IGU), entre otros y particularizando el análisis para la situación ambiental específica del yacimiento de Vaca Muerta.

Se considera, en una primera síntesis, que las diferentes preocupaciones enunciadas hasta ahora, pueden resolverse con las Regulaciones, los sólidos Sistemas de Monitoreo y las tareas de Investigación y Evaluación Ambiental, previas a la explotación de cada “Yacimiento No convencional”, que ya han sido recomendadas en los informes mencionados.

Considerando la gran cantidad de documentos emitidos por Organizaciones de Defensa del Medio Ambiente, que exhiben legítimas preocupaciones en temas de interés general, se ha procedido a listarlas, agruparlas y contestarlas con la mayor consistencia posible. Obviamente, para rebatir las afirmaciones de la Academia Nacional de Ingeniería (ANI) basadas en los fundamentos expresados, particularizados para el Reservorio de Vaca Muerta, se debe contar con la cantidad necesaria de fundamentación académica, estadística y experimental, que demuestre lo contrario.

Las preocupaciones de estas Organizaciones de cuidado y Defensa del Medio Ambiente, son expresadas principalmente en relación con los siguientes temas, todos ellos vinculados con esta nueva Tecnología:

T1. ¿Puede la estimulación hidráulica contaminar acuíferos de agua potable cercanos a la zona de las perforaciones, o que son atraídos por las perforaciones?

T2. ¿Es cierto que la estimulación hidráulica mediante el fracking requiere de “grandes cantidades de agua”? ¿Qué se entiende por grandes cantidades?

T3. ¿Es cierto que los fluidos utilizados en estimulación hidráulica, contienen cientos de productos químicos peligrosos que no se dan a conocer al público?

T4. ¿Puede la estimulación hidráulica activar fallas geológicas preexistentes y producir sismos o terremotos perceptibles por los seres humanos y/o que puedan dañar propiedades y activos de terceros?

T5. ¿Son perjudiciales para el medio ambiente las aguas residuales que se generan en la explotación de hidrocarburos no convencionales? ¿Pueden ser mitigados o remediados estos problemas?

T6. ¿Existe riesgo de que se produzcan emisiones de gas metano por las fracturas que pudieran abrirse hasta el nivel de superficie del suelo y salir a la atmósfera terrestre, causando hasta 24 veces más daño a igualdad de volumen que las emisiones de CO₂? ¿Es significativa la emisión de CO₂ en la explotación de Shale Gas?

T7. ¿Está el uso del fracking permitido en todos los países? Si en algún caso ello no fuera así, ¿por qué razón no está permitido?

T8. ¿Es cierto que la explotación de petróleo y gas de esquisto ocupa una extensión de tierra más grande que la requerida por la producción en yacimientos convencionales y es esa preocupación importante en Vaca Muerta?

T9. ¿Es el ruido que podría producirse en la explotación de Vaca Muerta, un motivo de preocupación semejante al de las ciudades de EEUU cercanas a yacimientos en explotación?

III. Respuestas con fundamento técnico y académico a los 9 temas propuestos, tomando como base los trabajos de investigación y las recomendaciones emitidas por la EPA y el DOE de Estados Unidos y la RAE del Reino Unido.

T1. ¿Puede la estimulación hidráulica contaminar acuíferos de agua potable cercanos a la zona de las perforaciones, o que son atravesados por las perforaciones?

¿Qué se está afirmando al enunciar esta preocupación?

Los pozos que se perforan para las nuevas explotaciones denominadas “no convencionales”, o para aquellas que desde hace 150 años se realizan en yacimientos “convencionales”, atraviesan en muchos casos acuíferos cercanos a la superficie, utilizados en áreas pobladas por los residentes en las zonas de menor densidad, donde la extracción de agua es individual y también por los sistemas de Distribución de Agua por Red para obtener el agua potable que se distribuye por esa red a familias y empresas. La preocupación expresada respecto de este tema es que, al realizar la perforación se ponga en comunicación el acuífero de agua potable con los fluidos que se inserten o los que se extraigan de los yacimientos de gas y petróleo de esquisto.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

Es necesario destacar que para el caso particular del yacimiento de Vaca Muerta -es decir en *la Cuenca Neuquina*- salvo en las proximidades de Zapala, no hay agua subterránea aprovechable para uso humano. Esta afirmación está basada en el relevamiento realizado por la firma consultora británica Halcrow en la década de 1990 de los servicios de agua potable de la Provincia del Neuquén para la Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Nación, y que no ha variado sustancialmente al presente.

Pero además, la diferencia central respecto de las cuencas de EEUU es la profundidad a que se encuentran los yacimientos no convencionales en dicha área.

En los escasos sitios que los que hay acuíferos de posible uso humano o animal en el área de Vaca Muerta, estos están como máximo a 250 mts. de profundidad, separados de los depósitos de shale (esquisto) por grandes y

pesadas capas **de rocas de varios miles de metros de espesor**. Si bien la información de pozos es obtenida por muestreo estadístico, se verifica que las posibilidades de extracción de agua se circunscriben a los pequeños valles y cuencas cerradas, en los primeros metros de profundidad, con la extracción de agua de baja calidad con altos tenores de sulfatos (hasta 850 ppm).

Por otra parte los riesgos relacionados con la perforación de pozos de Shale Gas o Shale Oil, cuando se atraviesa una napa acuífera, no difieren de los existentes con los pozos convencionales, que son controlables con la aplicación de las Mejores Prácticas Operativas desarrolladas en los últimos 150 años.

Por lo tanto no hay fundamentos para esta preocupación en dicha área, en relación con una tarea y tecnología que no difiere de la conocida y dominada, luego de haber realizado una significativa cantidad de perforaciones similares, desde el inicio de la explotación de yacimientos convencionales.

*Una publicación del Instituto del Petróleo y Gas de Argentina, destaca que solo en nuestro país se llevan perforados más de 65,000 pozos para extracción de petróleo y gas en un siglo, sin que se haya registrado contaminación de acuíferos. A nivel mundial, se reitera que la gran cantidad de pozos ya realizados en el último siglo no ha registrado problemas significativos de este tipo. Los escasos casos registrados responden a actividades realizadas en el pasado, o en naciones donde no rigen las normas de seguridad, el monitoreo de la Autoridad Regulatoria y el control y respeto de la sociedad al medio ambiente que hoy existe. Todas las recomendaciones de esta publicación están orientadas a **reducir estos riesgos al mínimo aceptado internacionalmente.***

Recomendaciones en relación con T1: (RAE)

Por su parte la RAE comenta que, *“Se ha expresado preocupación por el riesgo de que las fracturas se propaguen desde formaciones de esquisto para llegar hasta los acuíferos”*. La evidencia disponible, según lo establecido por la RAE, indica que: *“el riesgo de que esas fracturas se propaguen desde formaciones de esquisto (Shale Gas) para llegar hasta acuíferos yacentes algunos kilómetros más arriba es muy reducido. Mecanismos geológicos limitan las distancias en las que las fracturas pueden propagarse verticalmente”*. Al igual que en cualquier actividad industrial, *“la probabilidad de una falla en un pozo es muy baja si el mismo es diseñado, construido y finalmente desactivado al final de su vida útil, de acuerdo a las mejores prácticas”*. (RAE UK). A pesar de ello, considera que *“los Reguladores del medio ambiente, deben trabajar en equipo con el British Geological Survey (BGS) para obtener mediciones exhaustivas de metano y otros contaminantes en el agua subterránea de cada yacimiento”*.

Las causas más probables de posible contaminación ambiental corresponden a pozos defectuosos, y fugas y derrames asociados con las operaciones de superficie. Ninguna de estas causas es exclusiva de la explotación de gas de esquisto. Todas ellas son comunes a todas las tecnologías utilizadas para la perforación y operación posterior de los pozos de petróleo y gas convencionales.

*Por último, consideran que **los mismos Operadores deben asegurarse de la integridad de sus pozos mediante tests**, tales como pruebas de presión y de adherencia del cemento de sellado a las paredes del pozo.*

Recomendaciones en relación con T1: (EPA)

EPA menciona que, “*Un elemento central de la Ley de Agua Potable Segura (Clean Water Act) y del Control de Inyección Subterránea (UIC), es establecer los requisitos para la ubicación correcta y la construcción y operación de cada pozo, para reducir al mínimo los riesgos para las fuentes subterráneas de agua potable*”, al igual que ha sido progresivamente regulado en los 150 años de explotación de pozos convencionales.

Adicionalmente, está en marcha un Estudio de la EPA sobre fractura hidráulica y su impacto potencial en recursos de agua potable: “*La EPA está llevando a cabo ese estudio nacional para entender los impactos potenciales de la fractura hidráulica en los recursos de agua potable. El estudio incluirá una revisión de la literatura publicada, el análisis de los datos existentes, la evaluación de escenarios y modelos, estudios de laboratorio y estudios de casos*”. EPA espera dar a conocer el proyecto de informe final para su revisión y comentarios en 2014.

T2. ¿Es cierto que la estimulación hidráulica mediante el fracking requiere de “grandes cantidades de agua”.? ¿Qué se entiende por grandes cantidades?

¿Qué se está afirmando al enunciar esta preocupación?

Con este cuestionamiento se expresa de formas diversas, la preocupación por el hecho que la cantidad de agua utilizada para la tecnología denominada “Fracking”, es decir, para la fractura hidráulica de las rocas de esquisto que retienen el gas que se desea extraer, conduzca a una situación en la cual el agua superficial o subterránea dejaría de estar disponible

o bien sería necesario limitar su consumo para los restantes usos habituales de la población, los agricultores y la industria residente en la zona.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

Para los caudales de agua superficial de la zona en análisis, los 25,000 a 35,000 m³ que requiere cada perforación, no son significativos.

Según el organismo estatal provincial Corporación Minera del Neuquén, basados en información hidrográfica estadísticamente consistente y de conocimiento público, producida por las autoridades de cuenca zonales, los requerimientos de agua de la actividad hidrocarburífera no convencional equivaldrían a menos de 0,2% de los recursos hídricos superficiales disponibles (y muy poco aprovechados), considerando los caudales mínimos de los mismos. Son recursos superficiales renovables, ya que son alimentados por escurrimientos de deshielos anuales. Esta cantidad de agua corresponde a 500 pozos de Shale perforados por año, actividad de perforación que puede considerarse elevada.

Además, por Decreto 1483/12 de la Provincia del Neuquén, se prohibió durante las etapas de perforación y terminación de pozos, utilizar agua subterránea con aptitud para abastecimiento de poblaciones e irrigación y sólo podrán usarse aguas subterráneas de alto tenor salino, no aptas para consumo humano.

Por lo tanto, no se plantea ninguna competencia entre el agua para uso humano y el agua para la explotación de gas y petróleo para el caso específico del Yacimiento de Vaca Muerta.

Recomendaciones en relación con T2: (RAE)

*Para el caso específico de UK, la RAE solicita que se apliquen las Mejores Prácticas para minimizar el uso de agua y evitar la substracción de agua **en ciertas zonas** donde -teniendo en cuenta la densidad poblacional e industrial del UK- el abastecimiento se encuentre muy exigido.*

En el informe Tyndall, encargado a la Universidad de Manchester (UK), se expresa que, "... los datos disponibles, sugerirían... que en el caso específico de la utilización de agua,... si el 10% de todo el gas consumido actualmente en el Reino Unido fuera obtenido de yacimientos no convencionales

(Shale Gas) sería necesario utilizar aproximadamente el 0.6% del total de agua que utiliza toda la industria en Inglaterra, sin considerar la Generación Eléctrica (Con esta, sería un porcentaje aún inferior). Extrapolando, sería posible afirmar que, en caso que todo el gas utilizado en Inglaterra, (más de 200 millones m³/día) fuera obtenido de yacimientos no convencionales, la cantidad de agua a utilizar representaría entre el 3%/4% y el 6% del consumo total de agua de la industria del Reino Unido, de acuerdo a si se incluye o no, el consumo de agua de la Generación Eléctrica.

Agrega la RAE "... que el uso de aguas salinas o agua de mar, está siendo considerado en algunos yacimientos de Estados Unidos por la existencia de tecnologías desarrolladas para resolver los problemas en operaciones off-shore. Estas tecnologías no se habían utilizado inicialmente por qué cuando el agua era salina, inhibía la acción de los productos químicos destinados a reducir la fricción".

Otras opciones que se están considerando donde hay escasez de agua, -como es el caso de China-, incluyen la fractura hidráulica sin utilizar agua. Estas alternativas conducen a utilizar gels, gas CO₂, y espumas de gas nitrógeno. También es posible utilizar LPG Gelificado, como fluido para impulsar la producción inicial y permitir luego la casi completa recuperación de estos fluidos de fracturación. Por último, es factible la utilización de emisiones de microondas que no introducen ningún fluido en el subsuelo. Todas estas opciones están aún en etapa de estudio.

Recomendaciones en relación con T2: (EPA)

EPA recomienda la aplicación de las Mejores Prácticas Operativas, las cuales de por sí inducen a la minimización del uso de agua, tanto por su impacto ambiental directo como por la reducción de los desechos a tratar.

Otras Recomendaciones

En el caso de España, el **"Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas"** ha concluido que en comparación, la energía generada con gas no convencional precisa de una décima parte del agua necesaria para producir la misma cantidad de energía partiendo del carbón.

T3. ¿Es cierto que los fluidos utilizados en estimulación hidráulica, contienen cientos de productos químicos peligrosos que no se dan a conocer al público?

¿Qué se está expresando en el enunciado de esta preocupación?

El agua utilizada para la fractura hidráulica contiene alrededor de 10 grupos de componentes, destinados a mejorar el proceso y evitar determinados daños por corrosión y por oxidación a la estructura del pozo -evitando así riesgos posteriores de fugas- e incrementar la eficiencia de cada fractura, al reducir la pérdida de carga por fricción.

Según expresa la RAE, los aditivos representan el 0,17% del fluido total utilizado, siendo el resto agua. Sus componentes genéricos son: inhibidores para evitar la acumulación de incrustaciones en las paredes del pozo; ácidos que contribuyen a iniciar fracturas; fungicida para eliminar las bacterias que pueden producir sulfuro de hidrógeno, el que a su vez conduce hacia la corrosión; reductores de fricción que reducen el rozamiento entre las paredes del pozo y el fluido inyectado y un agente tensioactivo destinado a reducir la viscosidad del fluido utilizado para la fractura. Como puede observarse son todos recursos técnicos para prolongar la vida útil de miles de metros de cañerías que estarán en servicio 10 y más años y aumentar la eficiencia energética de la operación de fractura hidráulica inicial.

Muchos de los productos químicos usados en el fracking se utilizan comúnmente en actividades cotidianas. Algunos, que se utilizan en concentraciones bajas en la fractura hidráulica, pueden ser tóxicos en altas concentraciones. Esto es también válido para los productos químicos que se añaden habitualmente para el agua potable y los alimentos, así como las explotaciones convencionales de hidrocarburos. Por ejemplo, el cloro utilizado comúnmente para la desinfección del agua potable, si se utiliza en concentraciones altas o, si se produce un accidente, puede tener efectos graves sobre la salud humana y el medio ambiente. Sin embargo, en general la Organización Mundial de la Salud ha evaluado que los beneficios para el ser humano de su uso sobrepasan ampliamente los peligros potenciales, cuando se utiliza bajo las Mejores Prácticas Operativas.

Existe preocupación que alguno de estos componentes se filtren hacia acuíferos utilizados por la población o la industria y sean perjudiciales para la salud humana y el medio ambiente.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

La zona de Vaca Muerta ya es objeto de explotación convencional de hidrocarburos, para la cual se utilizan muchos de los elementos previstos en la explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, tal como lo

pone de manifiesto los artículos 29 a 31 del Anexo VII del Decreto N° 2656/99 reglamentario de la Ley del Medio Ambiente de la Provincia del Neuquén. Para ambas situaciones existe la obligación de informar en la Evaluación de Impacto Ambiental según la ley Nro. 1875 de la Provincia del Neuquén los productos y cantidades que se inyectan, y su impacto al medio ambiente natural y humano, siendo facultad de las autoridades regulatorias permitir su uso o no.

Por consiguiente la técnica de fractura hidráulica no aporta una preocupación adicional a la explotación convencional de los hidrocarburos, estando los riesgos acotados por una adecuada regulación y control.

Por otra parte la información mencionada una vez suministrada a la autoridad pública regulatoria, está a disposición de quien quiera consultarla, en base a lo establecido en la Ley Nacional N° 25831 de “Régimen de libre acceso a la información pública ambiental”, que por ser una Ley de Presupuestos Mínimos regulatoria del Art. Nro. 41 de la Constitución Nacional, establece obligaciones mínimas para toda la República Argentina.

Recomendaciones en relación con T3: (RAE)

Según lo establece la Royal Academy of Engineering del Reino Unido, RAE, en Inglaterra y Escocia es obligatoria la información pública y certificada de los elementos usados en la fractura hidráulica de pozos de gas y petróleo. Bajo la ley Inglesa, en base a lo indicado en la “Water Resources Act de 1991”, el Regulador Ambiental puede requerir a las empresas que revelen la composición química de todos los fluidos utilizados para la fractura Hidráulica.

Recomendaciones en relación con T3: (EPA)

EPA está trabajando con las Autoridades Estatales y otros actores clave para garantizar que la extracción de gas natural no será realizada a expensas de la salud pública y el medio ambiente. El enfoque y las obligaciones de la Agencia, -EPA-, en virtud de la ley que rige su accionar, “*son... proporcionar la supervisión, orientación y, en su caso, como primera prioridad, proceder a la elaboración de Regulaciones destinadas a lograr la mejor protección posible para el aire, el agua y la tierra en la que los estadounidenses viven, trabajan y juegan. La Agencia está invirtiendo en la mejora de nuestra comprensión científica de la fractura hidráulica, proporcionando claridad en la*

reglamentación de las leyes vigentes y trabajando con las autoridades existentes en cada ámbito para mejorar las garantías de salud y ambientales”.

Por esa razón la EPA ha recomendado a todos los Estados a invitar a los operadores de Yacimientos No Convencionales a **revelar íntegramente la composición de cada uno de los aditivos fluidos**, hasta que exista una regulación obligatoria al respecto.

T4. ¿Puede la estimulación hidráulica activar fallas geológicas preexistentes y producir sismos o terremotos perceptibles por los seres humanos y/o que puedan dañar propiedades y activos de terceros?

¿Qué preocupación se está expresando en el enunciado de este tema?

Al inyectarse agua o un fluido destinado a la fractura hidráulica a muy elevada presión, se produce la fractura de la roca de esquisto, pulverizando gran parte de la misma y permitiendo la salida del gas retenido en los poros. Esta ruptura de la roca localizada a centenas de metros de profundidad origina vibraciones (al igual que muchas otras actividades humanas y actividades de construcción), en general no perceptibles por los seres humanos. Debido a la gran sensibilidad de los instrumentos de medición, estos movimientos son detectados y utilizados (al igual que la llamada sísmica 3D) para tomar decisiones en cuanto a la efectividad de la fractura y las propiedades de la formación.

La preocupación de las personas y las organizaciones que han cuestionado este aspecto, reside en que en determinadas circunstancias pudieran afectarse estructuras públicas o privadas con un daño material y/o riesgos para las personas que habitan o circunstancialmente están en la zona. Esta preocupación es más acentuada en las zonas donde existe un historial de movimientos sísmicos de intensidad significativa debidos a la forma en la cual la estructura de placas existentes bajo la corteza terrestre se está acomodando desde hace cientos o miles de años en esa zona.

Se teme además que estos movimientos produzcan a su vez otros movimientos sísmicos inducidos en fallas geológicas preexistentes.

Estos temores no tienen fundamento comprobado porque cada año se efectúan varias decenas de miles de fracturas hidráulicas en el mundo sin que se haya verificado ninguna vinculación con eventos sísmicos potencialmente peligrosos y proyectos de Shale Gas o Shale Oil. En Estados Unidos,

aún en Estados de gran sismicidad como California, las preocupaciones por la fractura hidráulica no están centradas en la posibilidad de generación de terremotos inducidos.

Por otra parte, durante décadas se han reportado pequeños sismos casi no perceptibles por los seres humanos, en relación con la explotación de pozos verticales convencionales, y también con la estimulación de pozos agotados mediante el uso de fluidos para recuperación secundaria o terciaria y con la inyección de fluidos residuales en cavernas de hidrocarburos agotados.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

El Instituto Nacional De Prevención Sísmica (Inpres), dependiente de la Secretaría de Obras Públicas del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública Y Servicios de la Nación, establece que “El sur argentino, por debajo de los 35° de latitud 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**” y **que no se ha registrado ningún sismo por debajo de los 2 km de profundidad** en la región.

Por lo tanto, no es una zona de preocupación sísmica, ya que las vibraciones originadas por la fractura hidráulica no están en condiciones de alcanzar las zonas de fallas geológicas, y las propias vibraciones originadas en la estimulación de pozos o recuperación secundaria o terciaria no ha manifestado ninguna consecuencia apreciable para el ser humano o los bienes.

Recomendaciones en relación con T4: (RAE)

Debido al movimiento relativo constante entre las placas tectónicas en que está fragmentada la corteza terrestre, los terremotos se producen cuando el estado tensional originado por el impedimento a dicho movimiento en la interfase entre placas (fallas geológicas), supera la resistencia mecánica de las rocas. Cuando esta rotura en correspondencia con una falla geológica se produce, se origina una liberación de energía, medida habitualmente en la “escala de Richter”, que se transmite por el terreno y provoca movimientos eventualmente capaces de producir daños a las estructuras. Pero la magnitud de los movimientos originados en el fracking no alcanza valores que puedan ser percibidos por los seres humanos.

Por ello, en el caso de UK, la RAE establece que el BGS (*British Geological Survey*) u otros órganos competentes, deberán llevar a cabo mediciones nacionales para determinar el carácter de las tensiones preexistentes e identificar las fallas en las rocas madres de las áreas a perforar. Asimismo, establece que los Operadores deben realizar mediciones *adicionales* específicas en cada yacimiento para identificar potenciales tensiones y fallas locales.

Por otra parte, en caso que exista una falla local en correspondencia con una estructura geológica de rocas blandas, -como aquellas donde se encuentra el Shale-, en caso de romperse, ello ocurre a menores niveles de tensión, originando una menor liberación de energía y por lo tanto difícilmente podrían originar sismos de gran intensidad, al contrario de lo que ocurre con las rocas duras como el granito, también existentes en el subsuelo. Por último, cuando se registran vibraciones con elevados niveles de “frecuencia”, también se reduce la probabilidad de daño, ya que estas ondas se amortiguan a pocos metros de distancia. (RAE)

Una metodología que se recomienda en menos oportunidades, es la instalación de “semáforos” que permiten a las personas a cargo de la operación de cada pozo conocer en tiempo real, cuándo la perforación que está realizando comienza a producir movimientos en la corteza terrestre que las personas aún no pueden detectar.

Además de remitir los datos a las Agencias Nacionales respectivas, la RAE recomienda compartir los datos entre operadores, pues con ambos conjuntos de información se puede establecer una base de datos Nacional de las zonas donde la sismicidad inducida tiene mayor probabilidad de producirse.

Recomendaciones en relación con T4: (EPA)

La División de Protección del Agua Potable de la EPA que regula la inyección de fluidos en pozos para producción de hidrocarburos y disposición de fluidos, le solicitó a un Grupo de Trabajo Técnico (UIC National Technical Group) estudiar el tema y dar las recomendaciones destinadas al manejo de los riesgos posibles.

El borrador de reporte final de dicho grupo -de fecha 27 de noviembre de 2012- indica en su página 1 que la probabilidad de ocurrencia de sismos de magnitud apreciable inducidos por la fractura hidráulica es muy baja, y en sus páginas 30 y 31 recomienda una serie de evaluaciones a realizar en forma previa, basadas en el conocimiento geosísmico de la zona y los antecedentes de resultados de inyección de fluidos en el área, para decidir si son

necesarios posteriores estudios más detallados para evaluar el riesgo de sismicidad inducida por fracturas hidráulicas.

T5. ¿Son perjudiciales para el medio ambiente las aguas residuales que se generan en la explotación de hidrocarburos no convencionales? ¿Pueden ser mitigados o remediados estos problemas?

¿Qué preocupación se está expresando en el enunciado de este tema?

En el proceso de fractura hidráulica de las perforaciones horizontales de un pozo en un Yacimiento no convencional se utilizan 25.000 a 35.000 m³ de agua. Parte de este volumen de agua, con un pequeño porcentaje de aditivos queda en espacios vacíos residuales del Yacimiento, pero hasta el 70% puede salir nuevamente a la superficie, conteniendo otras substancias y la suciedad propia de los compuestos inorgánicos de la roca madre.

Es entendible que las personas que habitan en las cercanías de esos pozos rechacen la posibilidad de aceptar que esos fluidos residuales (el reflujo de agua del fracking), sean volcados en la superficie, en la zona adyacente al pozo.

Los productos que vuelven a la superficie incluidos en el reflujo de agua de fracking, pueden ser perjudiciales, como cualquier otro efluente residual de la explotación de petróleo y gas en particular, y de toda actividad minera o industrial en general. Tanto el Río Támesis en Inglaterra, como el Riachuelo en Argentina han sido y son prueba de ello. Pero también existen métodos y equipamiento adecuado para recuperar esa agua en un porcentaje muy elevado y utilizarla en la siguiente operación y/o mitigar o eliminar los efectos y hacer que los vertidos cumplan con la normativa ambiental vigente. Las autoridades deben verificar que ello se cumpla y cuando la contaminación perdura, ello no es consecuencia de la actividad industrial, sino del incumplimiento de normas y de no ajustar la operación a las Mejores Prácticas. Por ello, en esos casos hay que investigar cual es el origen del incumplimiento de las Regulaciones existentes y de la ausencia de “enforcement”, o disponibilidad de la fuerza de orden público necesaria para obligar a que se apliquen las mismas.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

La Provincia del Neuquén tiene la normativa legal adecuada para el control de ese tema, tal como lo hace con la explotación convencional

de hidrocarburos. En particular cabe citar el Anexo VII del Decreto 2656-99, regulatorio de la ley ambiental Nro.1875, que establece específicamente las Normas y Procedimientos que Regulan las Operaciones de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, incluyendo las operaciones de abandono de las áreas explotadas.

Por consiguiente, siendo que existe la normativa adecuada y las técnicas disponibles para el manejo ambientalmente adecuado de dichos residuos, solo corresponde la aplicación rigurosa de dicha normativa por parte de las autoridades para eliminar la preocupación mencionada.

Cabe mencionar que para el caso de Vaca Muerta las precipitaciones son escasas y es muy reducido el porcentaje de humedad. Esto favorece la rápida evaporación del agua de las piletas protegidas, con lo que los residuos sólidos son más fáciles de ser tratados y neutralizados una vez evaporada el agua residual.

Recomendaciones en relación con T5: (RAE)

En primer término la RAE establece: *“... que es necesario desarrollar regulaciones para la supervisión de pozos abandonados. La financiación de ese monitoreo y de otros trabajos relacionados con la “remediación” de esos pozos y las áreas adyacentes requeriría mayores consideraciones con respecto a la Regulación necesaria para encuadrar esta actividad que las aquí expuestas....”*.

La recomendación principal es para la RAE, que ***“...toda el agua residual debería ser (obligatoriamente) reciclada y reutilizada en todos los casos en que ello sea posible”***. Las opciones posibles para el tratamiento y la disposición final de los residuos no utilizados del agua de Fracking, *“...deberían estar planificados desde el inicio de la explotación de cada Yacimiento, (en la Evaluación de Impacto Ambiental previa y obligatoria, ya mencionada). Por otra parte, la construcción, regulación de la operación y ubicación física de cualquier planta de disposición final de los residuos de explotación de un pozo, requeriría en cada caso inversión adicional”*.

Recomendaciones en relación con T5: (EPA)

EPA explica también en uno de sus informes que, *“Como el número de pozos de gas esquisto (Shale Gas) en los EE.UU. aumenta, también lo hace el volumen de las aguas residuales de gas de esquisto que requieren su eliminación.*

*Las aguas residuales asociadas con la extracción de gas de esquisto pueden contener altos niveles de sólidos disueltos totales (TDS), aditivos de fluidos de fracturación, metales, y materiales radiactivos naturales”. En asociación con los Estados, la EPA está examinando “los diferentes métodos de eliminación utilizados por la industria para asegurar que existen los Marcos Regulatorios y de Permisos que **permitan facilitar opciones seguras con respaldo legal** para la eliminación del flujo de retorno y el agua producida. Estas opciones incluyen sistemas de circuito cerrado con reutilización de aproximadamente 80% del agua, los que son instalados en los yacimientos para reducir al mínimo el impacto ambiental”*

Según informa EPA, la disposición del flujo de retorno y del agua producida por la inyección subterránea, está regulada en el marco del Programa de Control del reciclaje seguro de las Inyecciones de Agua Subterránea, establecido por la Ley de Agua Potable (UIC).

También de acuerdo con EPA, su programa Clean Water Act (CWA) para el tratamiento de efluentes establece “**...estándares nacionales para los vertidos de aguas residuales industriales basados en las mejores tecnologías disponibles que sean económicamente viables**”. Las Regulaciones sobre efluentes para la extracción de petróleo y gas prohíben la descarga directa en el lugar de las aguas residuales de la extracción de Shale Gas en los cursos de agua de los EE.UU. “*...Si bien parte de las aguas residuales de la extracción de gas de esquisto se reutiliza o es reinyectada, una cantidad importante aún requiere disposición final fuera del Yacimiento*”.

“Algunos operadores de perforación eligen volver a utilizar una parte de las aguas residuales para reemplazar y/o complementar el agua fresca en la formulación del fluido de fracturación para un futuro pozo o bien para re-fracturar el mismo pozo. La reutilización de las aguas residuales en el gas de esquisto, está en parte relacionada con los niveles de contaminantes en las aguas residuales y la proximidad de otros sitios donde se realizarán fracturas en las cuales se podrían reutilizar las aguas residuales. Esta práctica tiene el potencial de reducir los vertidos en las instalaciones de tratamiento o en aguas superficiales, reducir al mínimo la inyección subterránea de aguas residuales y conservar los recursos hídricos”.

T6. ¿Existe riesgo de que se produzcan emisiones de gas meta-no por las fracturas que pudieran abrirse hasta el nivel de superficie del suelo y salir a la atmósfera terrestre, causando hasta 24 veces más daño a igualdad de volumen que las emisiones de CO2? ¿Es significativa la emisión de CO2 en la explotación de Shale Gas?

¿Qué preocupación se está expresando en el enunciado de este tema?

El objetivo de la fractura hidráulica es poder liberar, extraer y comercializar el gas retenido en los poros de una estructura rocosa impermeable, de la cual de otra forma sería imposible obtener este hidrocarburo. La preocupación implícita en esta pregunta, es si al producirse la fractura hidráulica a 3000 m de profundidad o más, las presiones y fuerzas derivadas de estas fracturas en la roca, podrían generar vías de escape al metano, alcanzar la superficie y facilitar la migración a la atmósfera de millones de m³ de gas metano, el cual tiene un efecto invernadero hasta 24 veces superior al CO₂.

Las recomendaciones que veremos al respecto están relacionadas con tomar los recaudos necesarios para detectar potenciales fugas de gas, ya sea por fracturas en el terreno o por pérdidas en toda la instalación construida para extraer gas del yacimiento en explotación.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

Las fuentes locales conocedoras de la geología de Vaca Muerta que han sido consultadas, manifiestan que, **desde el punto de vista geológico es imposible** que, en los profundos yacimientos de Argentina, una fractura se expanda hasta la superficie desde los 3000 mts en promedio de profundidad donde se está realizando la fractura hidráulica. Según gráficos incluidos en informes de EPA, la fractura no llega más allá de los 400 mts. de la línea de fractura. (O sea a más de 2.500 mts de la superficie).

Recomendaciones en relación con T6: (RAE)

La primera recomendación de la RAE, es que *“...los operadores deberían monitorear permanentemente potenciales fugas de metano u otras emisiones a la atmósfera antes durante y después de las operaciones para la extracción de Shale Gas en un determinado yacimiento”*.

Afirma también la Academia de Ingeniería del Reino Unido que, *“... la información recogida por los operadores debería ser presentada al regulador. Esta información podría permitir una amplia evaluación que permitiría determinar la huella de carbono relacionada con la extracción del Shale Gas”*.

El venteo al aire libre y la quema de Metano (CH₄) y otras emisiones están controladas en el Reino Unido mediante las Licencias de Exploración

y Desarrollo de Petróleo. Otras regulaciones emitidas en 1996 controlan la seguridad y los temas de salud. Por una Regulación de 1990, las autoridades locales son las responsables de inspeccionar los yacimientos en relación con los olores y ruidos asociados con el venteo o quema de Gas.

Existen también Regulaciones emitidas en 2007 en relación con la Calidad del Aire. (RAE).

Recomendaciones en relación con T6: (EPA)

En base a las recomendaciones del Programa de Natural Gas STAR, “...*la EPA y las empresas asociadas han identificado tecnologías y prácticas que reducen de forma rentable las emisiones de Metano procedentes del sector del gas natural, tanto en los yacimientos ubicados en EE.UU. como en yacimientos en el exterior*”.

Cabe destacar que estas recomendaciones y regulaciones provienen y **estaban vigentes para el Gas de Yacimientos Convencionales**, es decir que estaban en vigencia antes de ponerse en marcha las tecnologías que permitieron la perforación horizontal y la explotación del Gas de esquisto.

T7. ¿Está el uso del fracking permitido en todos los países? Si en algún caso ello no fuera así, ¿por qué razón no está permitido?

¿Qué preocupación se está expresando en el enunciado de este tema?

La tecnología requerida para la extracción de gas de esquisto, es relativamente nueva. Incluye la metodología de perforación horizontal que penetra las rocas que contienen gas natural formado hace millones de años durante el proceso de enfriamiento de esas capas acumuladas de piedra, relativamente porosa al principio. Cabe recordar que la población de muchas naciones ha efectuado reclamos y se siente incómoda con la explotación tradicional del petróleo, pensando que las cercanías del yacimiento deben ser luego remediadas como consecuencia de los residuos y materiales como cemento, caños inservibles, agua utilizada, compuestos químicos, etc. que podrían permanecer cerca de esos yacimientos abandonados si la autoridad regulatoria no es estricta. En el caso del gas de esquisto, las preocupaciones son mayores, pues se conoce que la perforación horizontal se extiende miles de metros en todas direcciones a partir del pozo principal.

Por esta razón han existido muchos movimientos de la Sociedad Civil que, impulsados también por organizaciones sin fines de lucro opuestas a la

utilización de estos recursos, por sus convicciones y entendibles preocupaciones, surgidas del desconocimiento más que por los resultados de investigaciones científicas, han cuestionado a las autoridades, en todas las naciones del mundo, la concesión de yacimientos de petróleo y gas, desde que el petróleo fue descubierto en el siglo XIX y ahora lo hacen respecto de esta nueva Tecnología de extracción.

Pero en este momento, existe también en esa misma Sociedad Civil, una convicción cívica que atraviesa transversalmente todos los estamentos políticos y socioeconómicos de cada nación y que, más allá de toda consideración económica, muestra como conveniente la autosuficiencia energética por los riesgos que implica para toda nación la dependencia del exterior en cuanto a la disponibilidad de energía.

Por esa razón, si bien en un principio varias naciones se habían opuesto incluso a través de leyes a la explotación de este tipo de combustible, el temor al desabastecimiento, a la extorsión por parte de poseedores de yacimientos que no tienen principios de regulación republicana en sus propios países, y al convencimiento de la no existencia de riesgos inmanejables es que en la actualidad, prácticamente sólo Francia mantiene la prohibición de explotar este recurso. Otras naciones, como Holanda, el Reino Unido, Alemania, Polonia, etc., ya han dado vuelta sus anteriores prohibiciones y por ejemplo, Polonia, a pesar de su densidad poblacional, ya está produciendo Shale Gas.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

En el caso argentino, existe una ventaja difícilmente evaluable desde el punto de vista económico: los mejores yacimientos de Argentina, los más prometedores, los que por sí solos podrían cubrir las necesidades de la Nación por más de 100 años, se encuentran en una región desértica a muchos kilómetros de toda población. Esta situación es muy diferente a la que viven las naciones europeas y también a la que se ha presentado en las regiones donde se ha descubierto grandes yacimientos en Estados Unidos, los cuales están en muchos casos en zonas con densidad mediana o alta de población.

No existen recomendaciones de la RAE o EPA al respecto, porque en sus respectivos países la explotación del Shale gas y Shale oil debidamente regulada y controlada, está permitida e incluso fomentada.

Se reitera que, Holanda, el Reino Unido, Alemania y Polonia, han revertido, luego de extensos análisis técnicos las prohibiciones anteriores.

En el caso específico de Inglaterra, se acaba de aprobar en el tercer trimestre de 2013, la regulación que permitirá la explotación de estos recursos, con los cuales esta Nación piensa substituir los yacimientos agotados del Mar del Norte y continuar con su independencia energética, reduciendo además el Uso del Carbón, una fuente de contaminación sin duda más riesgosa para el medio ambiente. Como ha señalado la EPA, este recurso permitirá retrotraer todos los indicadores de emisiones, al expandirse el uso del Gas en generación eléctrica, en transporte y en diferentes usos industriales, y no solo por emitir menos Toneladas de CO2 por caloría utilizada y por unidad de energía producida, si no también porque las máquinas que generan energía alimentadas con gas natural tienen mayor eficiencia térmica, por lo que el paso de Carbón a Gas implica en algunos casos hasta 4 veces menor volumen de emisiones que bajo la anterior tecnología.

T8. “La explotación de petróleo y gas de esquisto ocupa una extensión de tierra más grande que la producción de energía convencional”.

¿Qué se está afirmando al enunciar esta preocupación?

Esta afirmación estaría indicando que la superficie de tierra necesaria para explotar un volumen determinado de gas proveniente de un yacimiento no convencional, es claramente superior a la superficie necesaria en las explotaciones habituales de gas convencional. Este aspecto restaría espacio vital para otras actividades necesarias para la vida de las personas y los demás seres vivos.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

La extensión de tierras en áreas desérticas no es un bien escaso en la Cuenca Neuquina.

Comentarios basados en estudios del DOE (US)

Estudios y conclusiones surgidas de un documento publicado por la IGU -(2009-2012 Triennium Work Report June 2012 Shale Gas The Facts about the environmental Concerns (International Gas Union)- citando a su vez un estudio del DOE -Departamento de Energía de USA- demuestra que 16 pozos verticales convencionales perturban aproximadamente 0,3 kilómetros cuadrados de terreno superficial, en tanto que una plataforma de pozos horizontales de cuatro pozos requerida para la producción equivalente de

gas de esquisto, perturbaría 0,03 kilómetros cuadrados, 10 veces menos que los pozos verticales necesarios para el mismo volumen de producción de gas.

T9. ¿Es el ruido en Vaca Muerta, un motivo de preocupación semejante al que han expresado algunas ciudades de EEUU, cercanas a yacimientos en explotación?

¿Qué preocupación se está expresando en el enunciado de este tema?

El equipamiento necesario para la perforación y en especial para la fractura hidráulica de un pozo de Gas de Esquisto, es muy superior en cantidad de unidades y en potencia involucrada que en un yacimiento tradicional. Cuando el Yacimiento es cercano a una población o incluso a habitantes más dispersos de zonas rurales, éstos pueden percibir durante varios días en los cuales se lleva adelante la perforación inicial, las perforaciones radiales posteriores y la fractura hidráulica de cada perforación radial, ruidos persistentes y muy fuertes, relacionados con el trabajo de decenas de camiones de bombeo de agua a presión requerida para la fractura o las sucesivas fracturas.

Evaluación de esta preocupación en relación al Reservorio de Vaca Muerta

Se reitera también en este caso, la conveniencia asociada a que los yacimientos más importantes de este recurso se encuentren en Argentina muy alejados de las poblaciones más cercanas.

Recomendaciones en relación con T9: (RAE)

La normativa de UK prevé explícitamente los niveles máximos de contaminación sonora que están permitidos para cualquier actividad.

Recomendaciones en relación con T9: (USA)

Las normas de EEUU relativas al impacto sonoro son locales, al igual que en UK, pero todas están referidas a leyes nacionales que ponen el marco y los límites inferiores al marco regulatorio local.

IV. Primeras Conclusiones y Recomendaciones

Con la información disponible -y en tanto se respeten las Mejores Prácticas definidas en los últimos 40 años por los Reguladores de las Naciones productoras de Hidrocarburos más adelantadas- no se ha encontrado ninguna prueba concluyente de la existencia de riesgos inmanejables de alguna naturaleza asociados a la utilización de la técnica de fractura hidráulica para la producción de Shale Oil y Shale Gas.

Pese a ello, consideramos necesario como Política General, establecer una normativa específica cuando no la hubiere o fuera obsoleta, y verificar su estricto cumplimiento, por parte de las autoridades pertinentes, al igual que lo están realizando las naciones centrales involucradas en el desarrollo de esta tecnología.

En particular se enfatiza la necesidad de:

- Exigir en todos los casos las Evaluaciones de Impacto Ambiental (EIAs) detalladas y específicas, que incluyan la planificación detallada de las tareas a realizar, **Evaluaciones que deberán ser preparadas solo por equipos de trabajo adecuadamente calificados según las normas internacionalmente más exigentes y dotados de equipamiento y experiencia específica**, los cuales como mínimo deberán evaluar los temas de preocupación detallados en este Informe y explicitar si existen riesgos relacionados con los mismos, y deberán definir y detallar las tecnologías para su mitigación necesaria si los hubiere. Estas EIAs permitirán un monitoreo posterior de mayor precisión y eficiencia.

- La actualización de las Regulaciones referidas a la presentación de dichas EIAs, su análisis por las autoridades, incluyendo la necesaria participación ciudadana según los principios de la Ley General del Medio Ambiente Nro. 25.675, y la aprobación previa de un Plan de Gestión Ambiental específico para cada explotación.

- Enfatizar la necesidad de transparencia en la información y dar a conocer públicamente la totalidad de los componentes químicos que se mezclan con el agua para fractura hidráulica.

- Concretar el Monitoreo permanente de las actuaciones de los Operadores, la medición objetiva de los indicadores de Impacto Ambiental identificados en las EIAs y su certificación adecuada e independiente, según el Plan de Gestión Ambiental aprobado.

- La participación de organismos específicos tales como el Centro Regional de Aguas Subterráneas del Instituto Nacional del Agua y el Ambiente o el Instituto Nacional de Prevención Sísmica en el estudio y evaluación estadística de los resultados de los monitoreos, a fin de producir las recomendaciones pertinentes, ***que minimicen potenciales riesgos que pudieran surgir por la utilización de Agua y por otros hechos relacionados con la Seguridad Ambiental que han sido analizados en este Documento sobre la “Explotación de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales”.***

EN SÍNTESIS:

Es probable que la comparación sistematizada, tanto en lo relacionado con las actividades de las empresas petroleras, como en la elaboración de Regulaciones y en los mecanismos de control y monitoreo que llevarán adelante los Reguladores (Benchmarking), constituya el mejor camino a seguir para asegurar que ninguno de los 9 grupos de preocupaciones mencionados tenga alguna justificación en el futuro de la internacionalmente competitiva industria de Energía que surgirá en Argentina a partir de la transformación en Reservas de estos Recursos, recientemente descubiertos. La RAE considera que EEUU es hoy el principal referente en este sentido y recomienda tener en cuenta en el desarrollo de esta tecnología, las experiencias y regulaciones ya desarrolladas por EEUU, para preparar la propia regulación que rija esta actividad en UK.

El desarrollo de este Recurso conducirá, al igual que lo previsto para EEUU por la EPA, a la disponibilidad de una **Energía más limpia**.

El Gas de Yacimientos no convencionales representa para nuestro país un cambio sustancial, teniendo posiblemente reservas para más de 100 años, habilitando el desarrollo de tecnología e industria nacional, pudiendo llegar en pocos años a alcanzar al autoabastecimiento y la posibilidad de exportar gas y petróleo, con la consiguiente creación de un marco donde regirá la “paridad de exportación”, con la llegada de las compañías más importantes del ámbito petrolero internacional y los precios de energía más bajos de la región.

En síntesis, un impacto importantísimo en la economía argentina, y por todo lo expuesto en este trabajo, sin riesgos ambientales significativos o no manejables.

Academia Nacional de Ingeniería
Av. Presidente Quintana 585 3° A - C1129ABB
Buenos Aires - República Argentina
Tel.: (54-11) 4807-1137
Fax.: (54-11) 4807-0671
E-mail: acading@fibertel.com.ar - acading2@fibertel.com.ar
acading.arg@gmail.com
Sitio Web: www.acadning.org.ar