



El abecé

de los Hidrocarburos en Reservorios

No Convencionales

→ shale oil, shale gas, tight gas

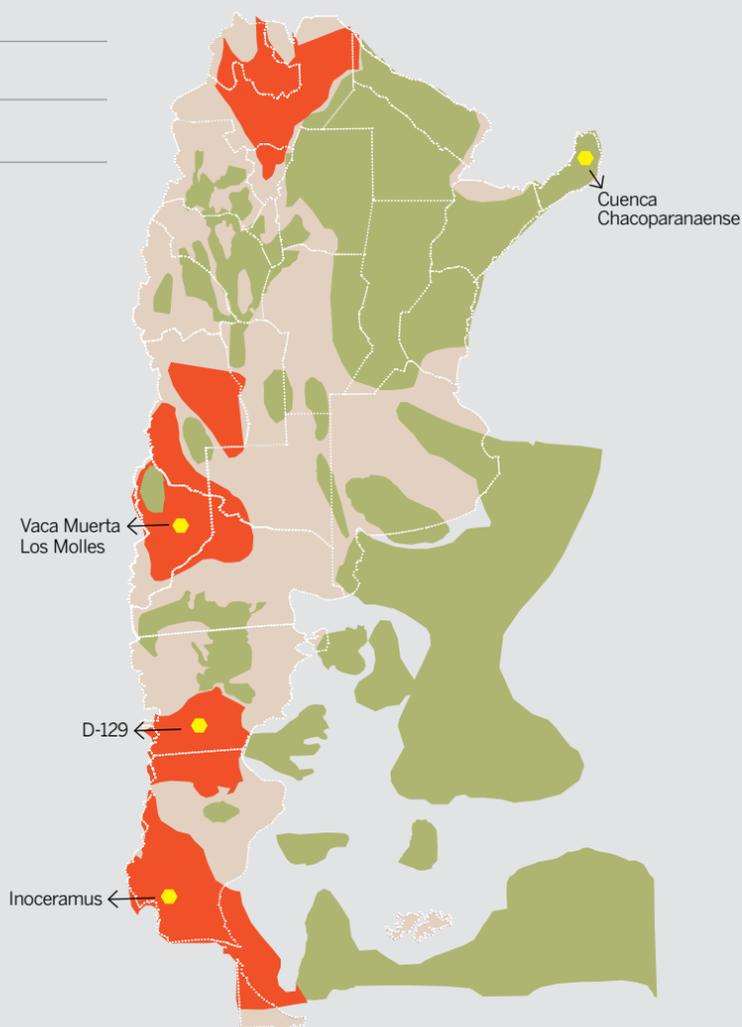
► Publicación de divulgación

► 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.

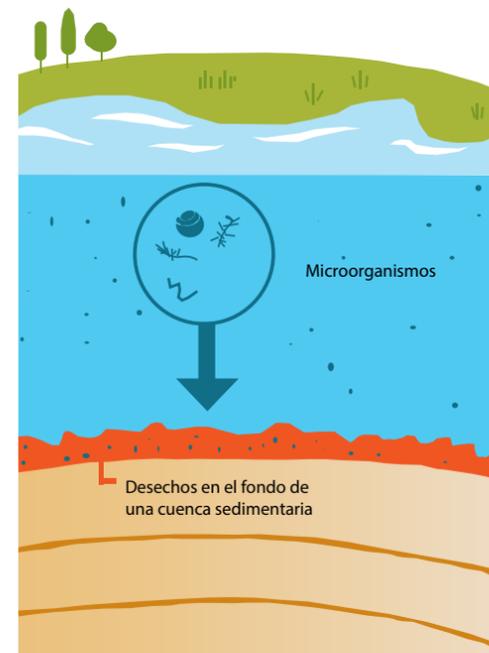
Los hidrocarburos que lograron escapar de la roca generadora lo hicieron generalmente hacia la superficie (el lento movimiento ascendente de estos fluidos se conoce como “migración”). A lo largo de millones de años, la migración llevó a esos hidrocarburos a atravesar

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”.

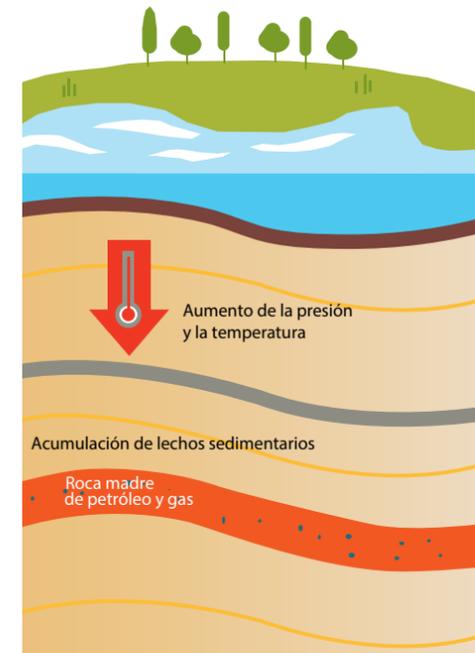
Una vez retenidos por las trampas, los fluidos viajeros se ubicaron según su densidad (podemos hacer un pequeño experimento para entenderlo; basta con colocar en un vaso, un poco de agua y un poco de aceite y veremos cómo quedan separados en dos capas distintas, debido a sus diferentes densidades). Por 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.

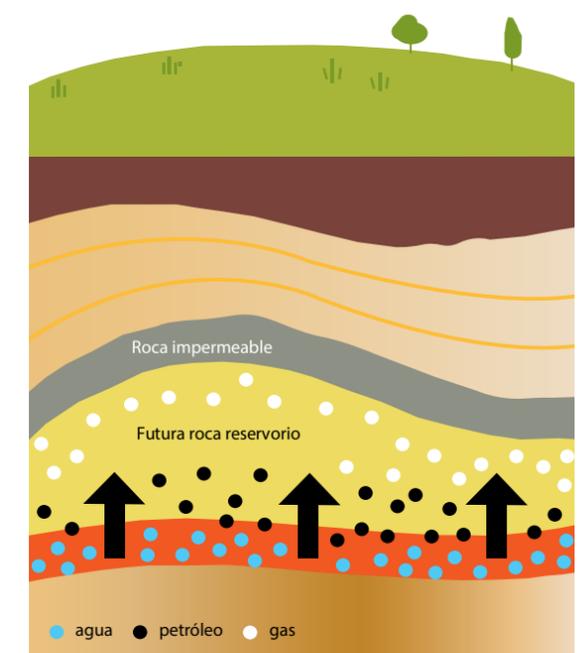
La roca en la que se produjo este proceso de sedimentación y transformación se conoce como “roca generadora”, y puede ubicarse hoy, en el caso de nuestra Patagonia, a grandes profundidades, incluso superiores a los 3.000 metros.



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.

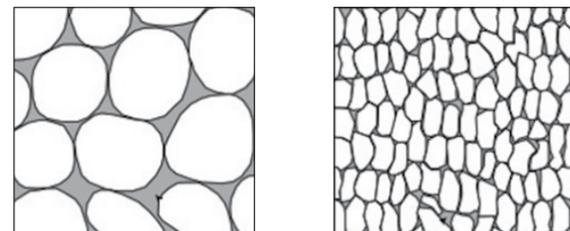
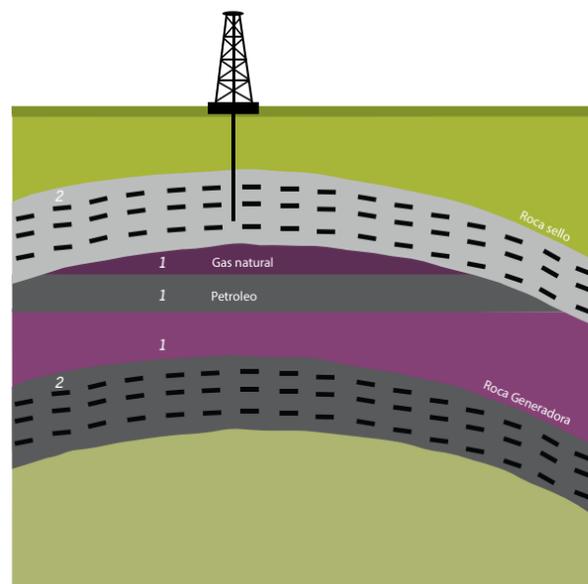
Sin embargo, no todos los hidrocarburos pudieron abandonar la roca generadora y migrar hasta llegar a las trampas para formar parte de yacimientos. Gran parte del gas y del petróleo quedó allí, en la roca que los generó, en las formaciones shale, sin migrar jamás, algo que se conoce desde hace muchos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

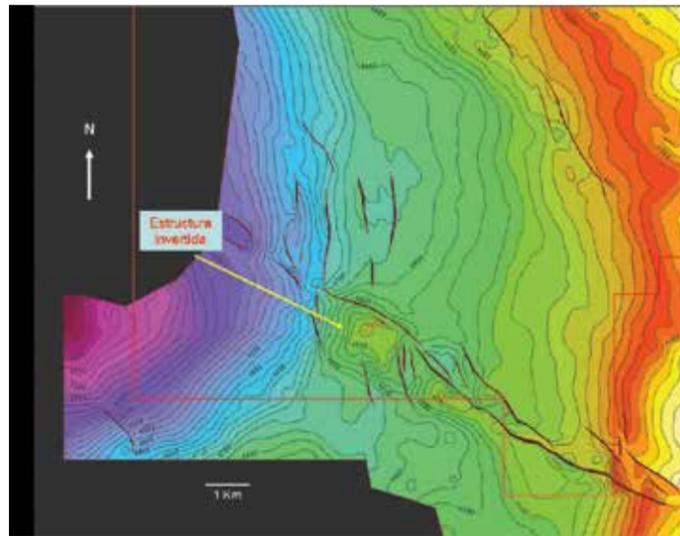
no contaminen lagos o arroyos en la superficie. Por eso hoy, las locaciones son “secas”. Es decir, todos los fluidos utilizados en las instalaciones del pozo quedan dentro de tanques de acero, son tratados y, luego, reciclados o eliminados con la constante premisa de evitar dañar el medio en el que se 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.

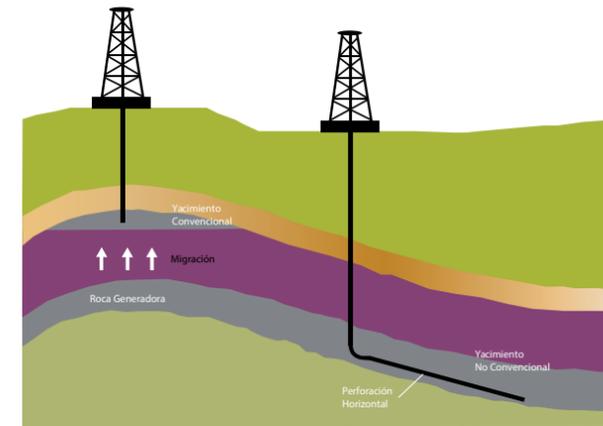
Las compañías operadoras respetan estrictamente las regulaciones vigentes en las provincias en las que desarrollan sus actividades, tanto en lo que respecta a los recursos no convencionales como a los convencionales. Una vez finalizado el proceso, y evaluados los resultados, el pozo puede ser puesto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

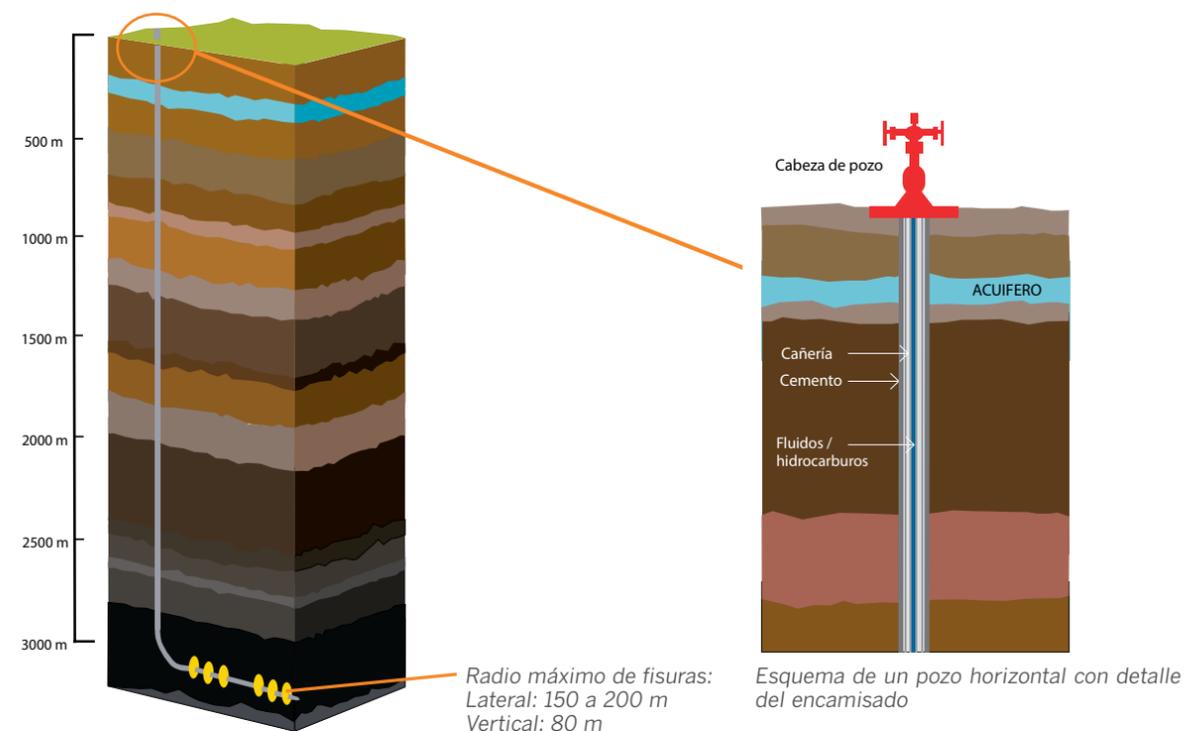
→ 1 ¿La estimulación hidráulica puede contaminar los acuíferos de agua dulce?

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".

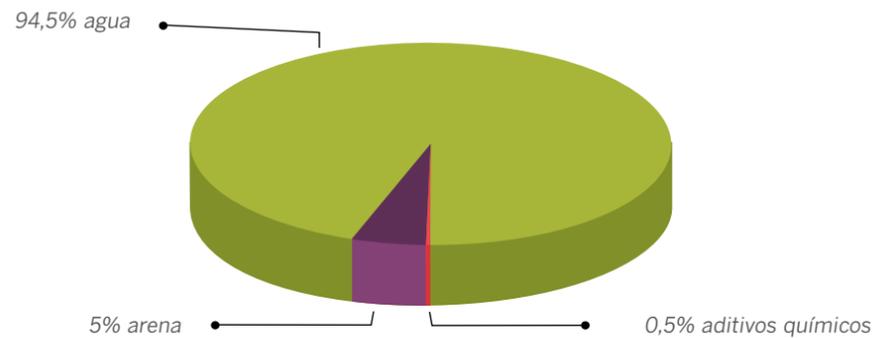
Vale tener en cuenta que en el mundo, durante el último siglo, se perforaron de manera segura millones de pozos que atravesaron acuíferos, sin inconvenientes significativos. En nuestro país se llevan perforados más de 67.000 pozos.



→ 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

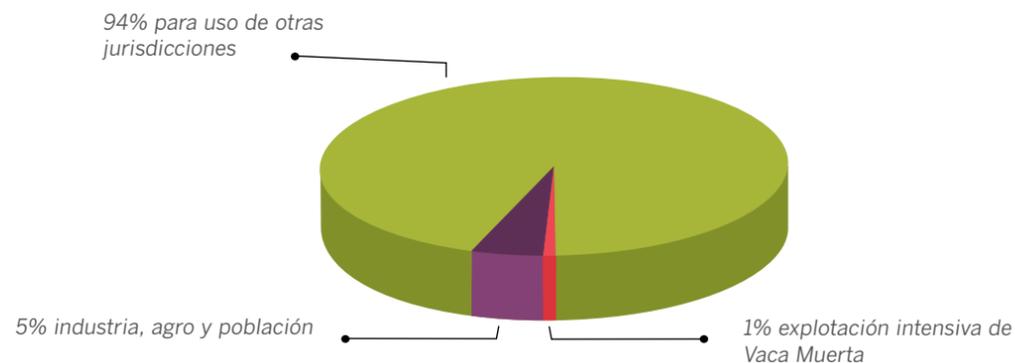
Tipo de sustancia	Función en la industria	Función en el hogar	Concentración en el hogar	Concentración en el fluido de fractura
Hipoclorito de sodio (lavandina)	Acondicionamiento del agua, control microbiano	Desinfectante, agente blanqueador, tratamiento del agua. Uso médico	0,1% a 20%	0,01% a 0,02%
Glutaraldehído	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-

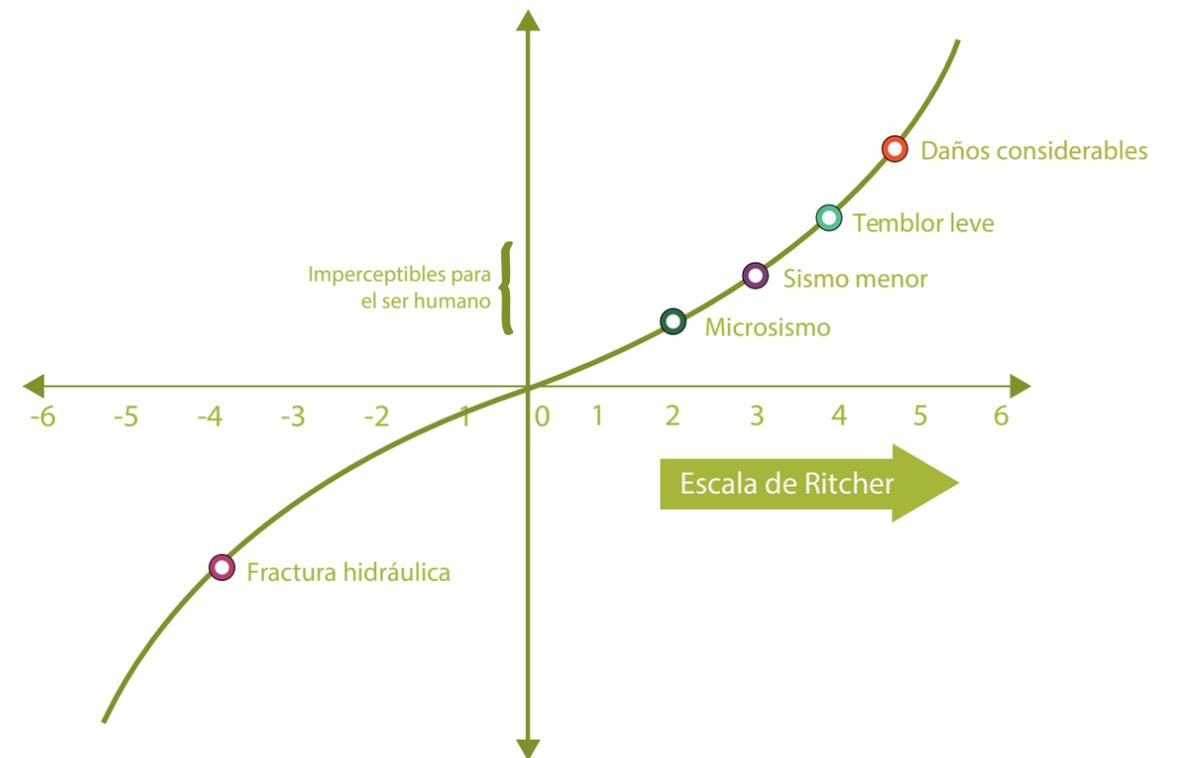
nales, de cursos superficiales (ríos y lagos) y está prohibido el abastecimiento mediante acuíferos subterráneos de agua dulce. Una situación similar se produce en Chubut. A modo de ejemplo, se calcula que la explotación intensiva y en plenitud de la Formación Vaca Muerta, que contiene el mayor potencial 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% remanante 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?

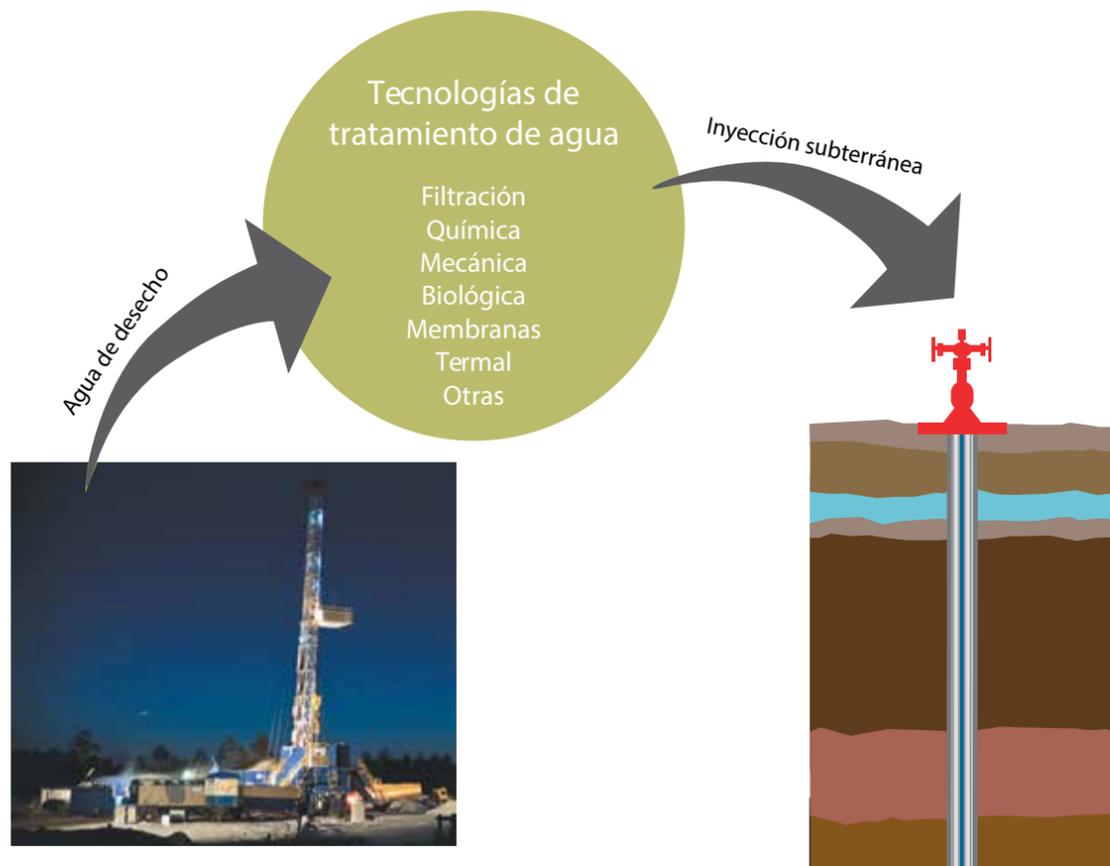
Con sensores adecuados, es posible medir las vibraciones que genera la estimulación hidráulica. Estas vibraciones son unas 100.000 veces menores que los niveles perceptibles por los seres humanos y mucho menores aún que las que podrían producir algún daño. A 2015 se completaron cientos de miles de etapas 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

