



El abecé

de los Hidrocarburos en Reservorios

No Convencionales

(shale gas - shale oil - tight gas)

→ www.iapg.org.ar



2^{da}
edición



Cuencas sedimentarias de la Argentina

Textos: Ernesto López Anadón, Víctor Casalotti, Guisela Masarik y Fernando Halperin.
Diagramación y Diseño gráfico: Ariel Sciuto

La presente publicación receipta 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 utilizarlo.
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

©Instituto Argentino del Petróleo y del Gas
Queda hecho el depósito que previene la Ley 11.273
Reservados todos los derechos
El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales /
Ernesto López Anadón ... [et.al.]. - 1a ed. - Buenos Aires : Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2013.
19 p. ; 20x28 cm.

ISBN 978-987-9139-64-6

1. Hidrocarburos. I. López Anadón, Ernesto

CDD 547.01

Fecha de catalogación: 11/06/2013

Se imprimieron 15.000 ejemplares en julio de 2013 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 hidrocarburíferos 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 de esquisto (el gas que se explota tradicionalmente, pero almacenado en formaciones geológicas no convencionales), tras Estados Unidos y China. Este estudio, vale aclarar, no tuvo en cuenta países con amplias reservas de gas convencional, como Rusia o las naciones de Medio Oriente. Pero

aún así se trata de un dato sumamente auspicioso.

Estos hidrocarburos de reservorios “no convencionales” –además de gas, también hay que hablar de petróleo– 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. Se requiere de una tecnología más compleja y altamente mejorada respecto de la tradicional, y de mayores inversiones iniciales.

En nuestro país, la extracción de hidrocarburos de reservorios no convencionales puede resultar algo novedosa para una parte importante de la comunidad. Pero no lo es del todo. De hecho, como dato histórico, durante la prehistoria de los hidrocarburos en la Argentina, a finales del siglo XIX, en Mendoza se comenzaron a explotar “asfalto y petróleo en pizarra bituminosa”, que hoy se consideran no convencionales, aunque con otra tecnología y a pequeña escala. Aún así, las técnicas que se utilizan hoy –muy perfeccionadas y en constante búsqueda de mayor eficiencia–, fueron desarrolladas hace más de medio siglo. En los Estados Unidos, por ejemplo, este tipo de recursos se viene explotando masivamente desde algo más de un lustro, con muy buenos resultados. Y en la Argentina, métodos de estimulación, como la inyección de agua y arena a alta presión, se han utilizado desde hace décadas, aunque en escalas menores.

Es, justamente, la posibilidad de explotar los recursos no convencionales en nuestro país, en forma intensiva, 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.

¿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 saurios, 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 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 suele ubicarse hoy, en el caso de nuestra Patagonia, a grandes profundidades, incluso superiores a los 3.000 metros. 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 “esquisto”. Términos como “gas de esquisto” o “*shale gas*”, refieren al gas contenido en este tipo de rocas.

Una de las características principales de esta roca generadora es su relativamente 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 escaparse 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 pudieron escapar. Las fisuras, entonces, se convirtieron en verdaderos caminos por los cuales parte del petróleo y del gas contenidos en la roca generadora pudieron 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.

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 los hidrocarburos a atravesar gran diversidad de rocas, normalmente acompañados por agua presente en distintas formaciones.

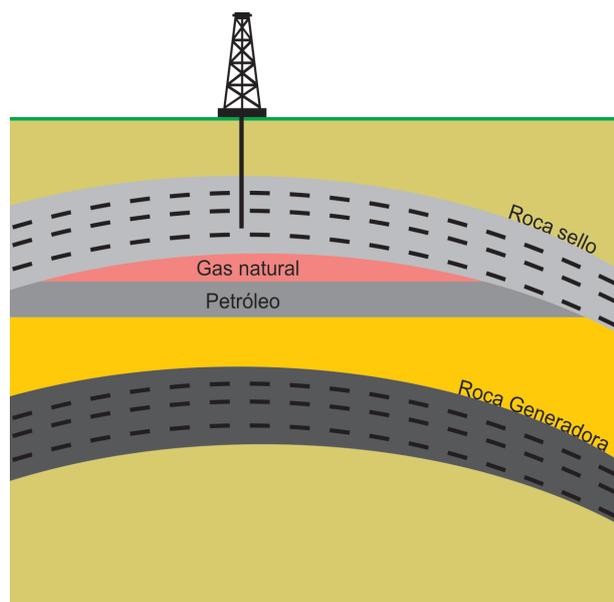
Pero durante la migración, muchas veces, los hidrocarburos se encontraron en su camino con alguna estructura impermeable; un “techo”, que les impidió continuar con su desplazamiento. A estas estructuras las llamamos “trampas”.

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 la roca sello, en la parte superior se ubica un casquete formado por gas, en equilibrio con el petróleo líquido en el centro, y acompañado por agua, que se acumula en la parte inferior. La acumulación de gas y petróleo atrapados dentro de los minúsculos poros de estas formaciones permeables constituye un depósito de hidrocarburos; un “yacimiento”.

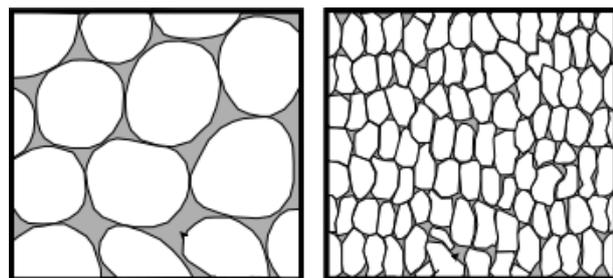
Ahora sí, podemos imaginar esos fluidos acumulados no en una gran bolsa o caverna subterránea, sino en poros tan pequeños que, a simple vista, no se pueden distinguir. Como si los fluidos ocuparan los poros extremadamente diminutos de una esponja. Estos poros están conectados entre sí - formación permeable- 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 hallaron 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, sin migrar jamás, algo que se conoce desde hace muchos años. De hecho, siempre se supo que las rocas generadoras contenían gran cantidad de hidrocarburos. El problema era que la tecnología existente no había podido ser adaptada para extraerlos en forma económica y sustentable.



Hidrocarburos separados en sus fases



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

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 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. En definitiva, mejorar la permeabilidad de manera artificial.

Para abrir esas fisuras se decidió utilizar un fluido a gran presión. Se aplicó un proceso de inyección de agua y arena, esta última como soporte para apuntalar las fisuras abiertas. 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, aún más impermeable? En este caso no había que abrir fisuras, sino que bastaba con reabrir las que había generado la naturaleza durante el proceso de formación de los hidrocarburos. La investigación comenzó en los años 70, se intensificó en los 80 y a partir de 1995 se hizo viable económicamente. Mediante esta técnica la roca generadora liberaba su generosa carga de gas y petróleo, si se reabrían las fisuras artificialmente. A este método para crear permeabilidad artificial lo llamamos “estimulación hidráulica”, aunque es habitual encontrar información en donde se lo denomina “fractura hidráulica” o “hidrofractura”.

Esta técnica, desarrollada en los años 40 en los Estados Unidos, se aplica regularmente en la Argentina desde fines de los años 50.

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.

Las formaciones convencionales, en ocasiones, también pueden requerir estimulación hidráulica. Pero en el caso de los hidrocarburos no convencionales presentes en las rocas generadoras, siempre es necesario crear la permeabilidad para obtener los recursos, ya sean gas o petróleo; en general, a una escala mayor que la utilizada en la estimulación hidráulica de 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 las estimulaciones. 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 agua para hacer más eficiente la estimulación del yacimiento. También suelen plantearse dudas sobre la disposición final del agua (¿qué se hace con ella 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.

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

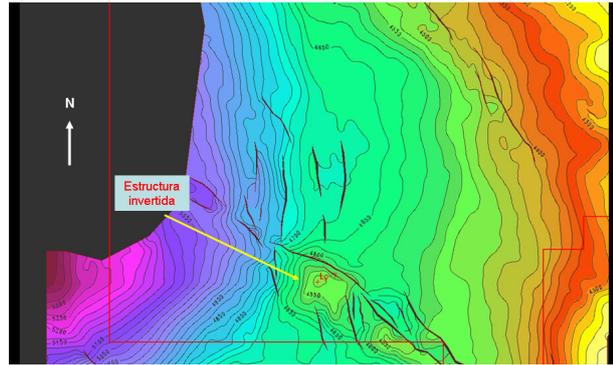
En esta sección se detallan los pasos que median entre el descubrimiento de un yacimiento y la entrega del producto tratado a los diversos segmentos de consumo. Es importante tener en cuenta que cada paso en la exploración y producción de hidrocarburos constituye un largo y complejo proceso, que involucra 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.



Camiones vibradores en un área a explorar



Una imagen generada a partir de trabajos de sísmica

Perforación y terminación de pozo

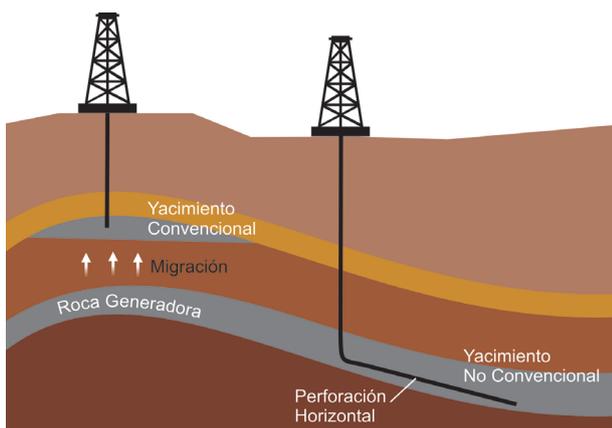
El primer paso es preparar la plataforma en la que el equipo de perforación va a ser ensamblado. Esta plataforma se conoce como “locación”. Se despeja y nivela la zona, manteniendo estrictos estándares de seguridad y preservación del medio ambiente. Se construyen caminos y se compensa a los dueños de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



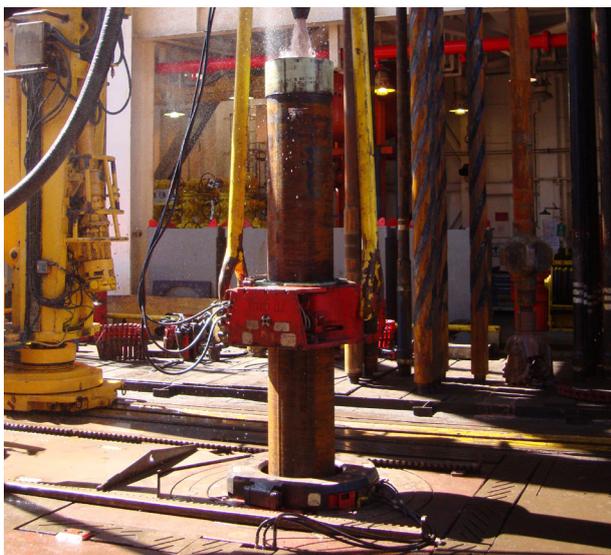
Locación de reservorios no convencionales durante la estimulación

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. 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, como cuando se perfora desde la costa hacia el agua, en el agua (*offshore*) o en rocas generadoras. Los pozos verticales se perforan hasta una profundidad determinada; los horizontales también se perforan hasta una profundidad vertical predeterminada, pero luego se “horizontalizan” a los 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. En ambos casos se necesita un equipo sumamente resistente para soportar el peso de las tuberías de acero necesarias para la perforación de un pozo de varios kilómetros de profundidad.



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



Equipo de perforación

Se realizan múltiples operaciones para garantizar la protección del pozo y 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, ya que a medida que avanza la perforación, se colocan cañerías de acero, que luego son cementadas

a las paredes del pozo para asegurar su hermeticidad y, de esa manera, aislarlo de las capas que fueron atravesadas, al tiempo que también las formaciones son aisladas unas de otras. Así, las fuentes de agua subterránea quedan protegidas y se evita cualquier tipo de contaminación.

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

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

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

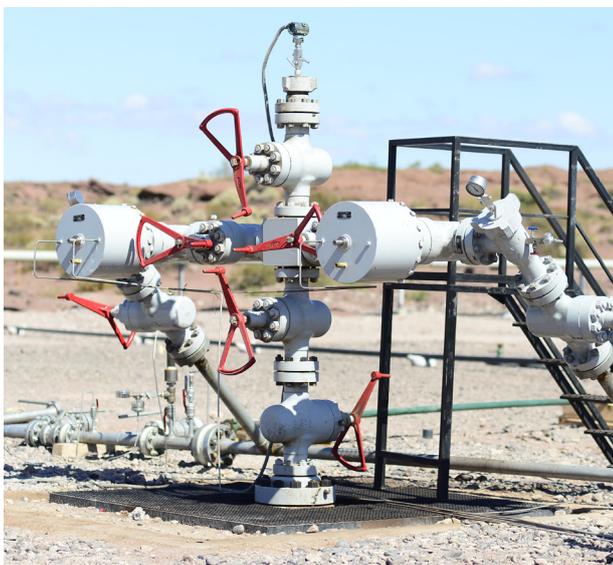
el pozo para hacerlo producir o para aumentar su productividad.

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 el petróleo hacia el pozo. Una lista genérica de los químicos utilizados en el fluido, entre los que se cuentan inhibidores de crecimiento bacteriano y reductores de fricción, entre otros, puede hallarse en la sección de preguntas frecuentes, en la página 15.

En el caso de la roca generadora, entonces, el objetivo es intentar conectar la mayor cantidad posible de fisuras naturales al 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, inicialmente regresa a la superficie a través del pozo alrededor de un tercio. Esta agua que regresa es recolectada en tanques sellados y se trata para ser reutilizada en nuevas estimulaciones, siempre aislada de cualquier contacto con el medio ambiente.



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

Durante los meses siguientes, el pozo sigue produciendo agua, aunque en cantidades menores, junto con hidrocarburos, del mismo modo que lo que ocurre en las explotaciones convencionales. En este caso, esta agua se separa y se trata en las plantas de tratamiento de petróleo, del mismo modo que se procede desde hace décadas con la que resulta de la explotación de recursos convencionales.

Es importante destacar que el agua de la estimulación hidráulica que retorna a la superficie, y la que produce luego el pozo, en ningún caso se vierte a un cauce de agua natural ni 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. Tras el tratamiento, por ejemplo, puede ser reutilizada en nuevas estimulaciones, o puede confinarse en pozos sumideros a cientos o miles de metros de profundidad, en formaciones estériles. Se trata de formaciones que son elegidas, entre otras características, por no tener contacto alguno con reservorios superficiales de agua dulce, en pozos cuyas normas de construcción siguen las mismas estrictas regulaciones que los pozos de producción.

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.



Planta de tratamiento de gas

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, dependiendo de la riqueza, 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 propano y del butano, se comercializan con fines domésticos como la calefacción o la cocina, y también son requeridos por la industria petroquímica.

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	Empresas de investigación y consultoría
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 de construcción Empresas de mantenimiento Servicios de transporte
Empleo	Empleados y familias
Impuestos	Estado y residentes locales Gastos en vivienda y escolares Familias y distritos escolares
Aportes a Instituciones de bien público	Eventos y programas comunitarios

Tipos de Reservorios

Convencionales

En los reservorios o yacimientos convencionales, las características porosas y permeables de las rocas que lo 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, y, salvo excepciones, sin tener que recurrir a técnicas de estimulación especiales (como la estimulación 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

distintos tipos de complejidad, se incluyen numerosos tipos:

- Gas y petróleo en rocas generadoras, esquistos y lutitas (*shale gas/oil*)

Estos esquistos y lutitas han sido la roca generadora de los sistemas petroleros convencionales. Es una roca sedimentaria 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 convencionales 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.



Afloramiento de la formación Vaca Muerta en la provincia de Neuquén

Preguntas Frecuentes

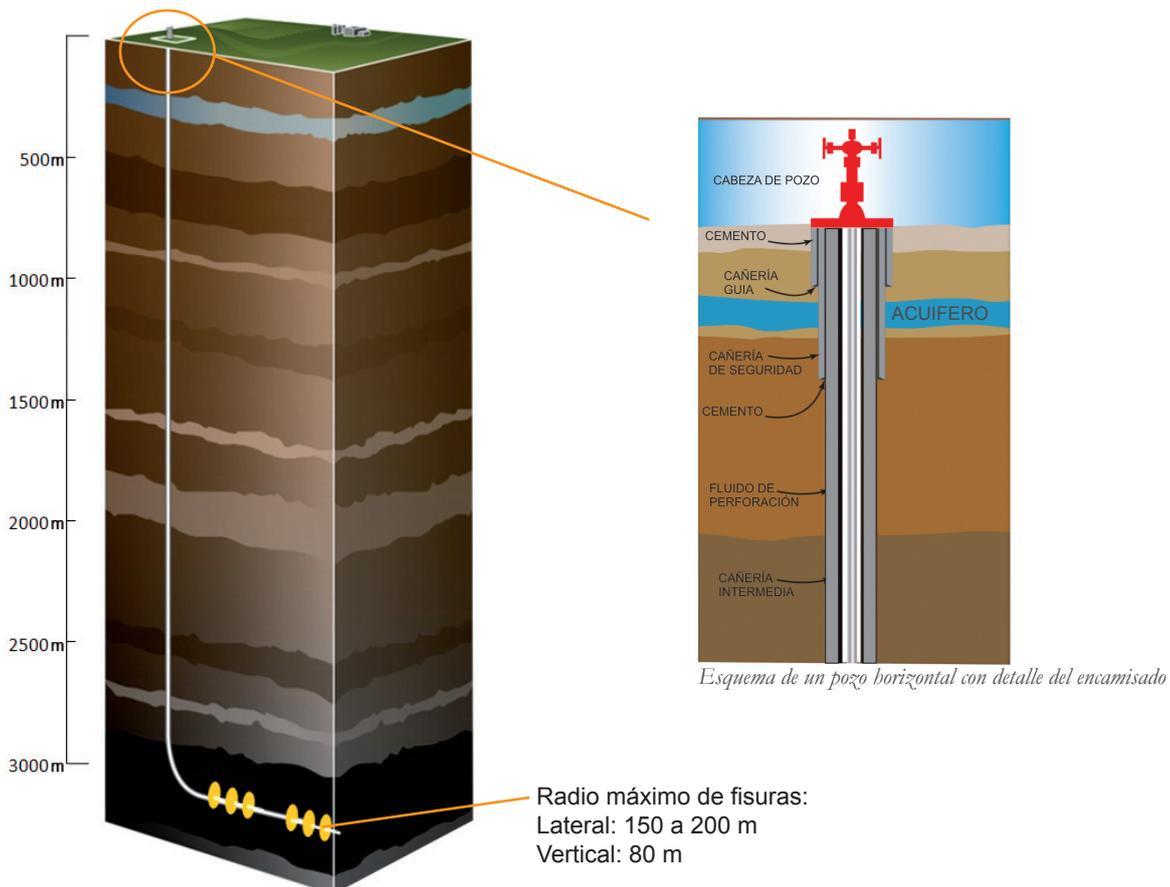


1 ¿La estimulación hidráulica puede contaminar los acuíferos de agua potable?

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

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 esquistos y lutitas, y los acuíferos. Por lo tanto, la posibilidad de contacto se considera remota o nula.

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



2 ¿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 de hidrocarburos de esquistos y lutitas, 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 convencionales, de cursos superficiales (ríos y lagos) y está prohibido el abastecimiento mediante acuíferos subterráneos de agua dulce. Una situación similar se produce en Chubut. A modo de ejemplo, se calcula que la explotación intensiva y en plenitud de la Formación Vaca Muerta, que contiene el mayor potencial de gas y petróleo de 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.

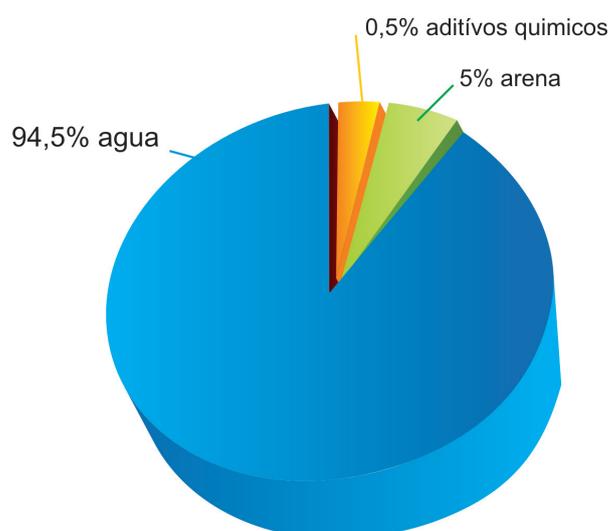


Si se explotara intensivamente la formación Vaca Muerta, el requerimiento de agua sería alrededor del 1% del recurso disponible en la Cuenca Neuquina

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

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



Componentes del fluido de estimulación

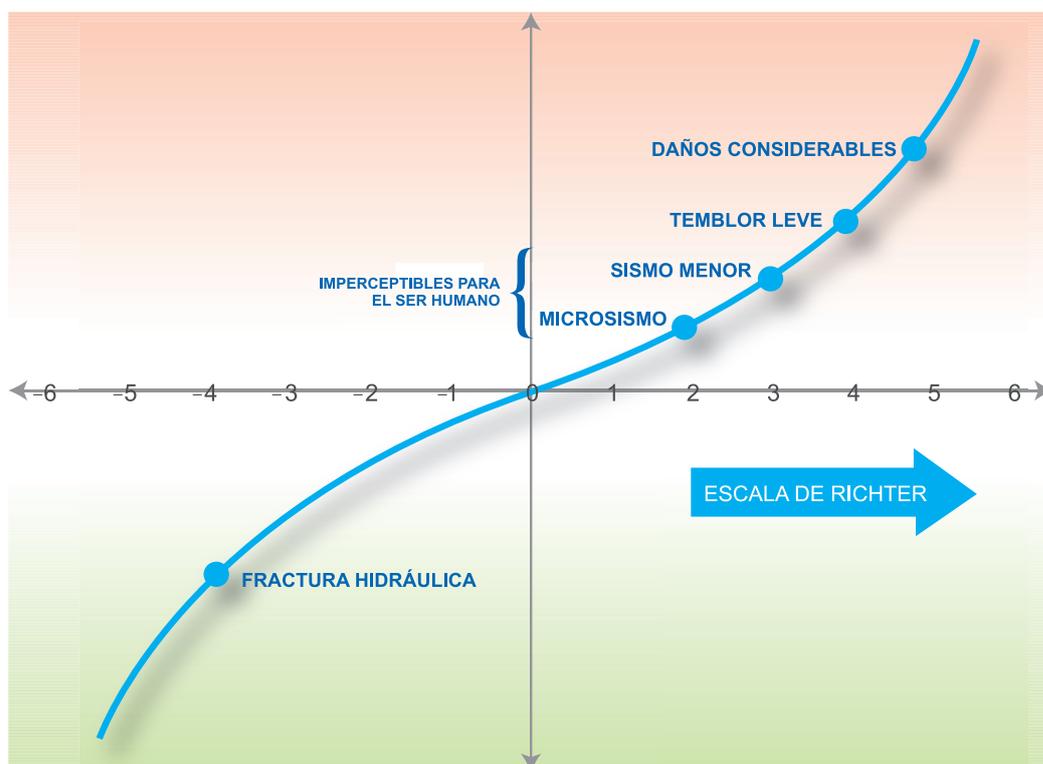
Algunos de los compuestos químicos enumerados, dependiendo de la concentración en que se encuentren, pueden resultar tóxicos, tanto en el hogar como en las operaciones de gas y petróleo. Por eso la industria se preocupa especialmente de que no entren en contacto con el medio ambiente, confinándolos en tuberías y piletas especialmente diseñadas durante las operaciones e inyectándolos en pozos viejos, a grandes profundidades, en su disposición final aunque, en esta última etapa, la mayoría de ellos prácticamente se ha degradado.

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 horneados, 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%
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)

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

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. En 2011, por ejemplo, se completaron más de 250.000 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 la operación, la porción del fluido de estimulación hidráulica que retorna a la superficie es tratada. Luego, es posible utilizar el agua en nuevas estimulaciones hidráulicas o puede ser inyectada en pozos sumideros, a las profundidades necesarias para asegurar su confinamiento, y siempre según las regulaciones vigentes.



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 Dimock, 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>.

Para mayor información dirigirse a : www.iapg.org.ar



El abecé

de los Hidrocarburos en Reservorios

No Convencionales

(shale gas - shale oil - tight gas)

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

www.iapg.org.ar



[/IAPGinfo](https://www.facebook.com/IAPGinfo)



[/IAPG_Info](https://twitter.com/IAPG_Info)



[/iapginfo](https://www.youtube.com/iapginfo)



[/113697754021657413329](https://plus.google.com/113697754021657413329)



[/company/iapg](https://www.linkedin.com/company/iapg)

