

¿Qué es el *FRACKING?*

El gas no convencional y la fracturación hidráulica.



Colegio Oficial de Ingenieros
de Minas del Centro de España



ILUSTRE COLEGIO OFICIAL
DE GEÓLOGOS

¿QUÉ ES LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA O FRACKING?

Es el método empleado por la industria para incrementar la producción de los hidrocarburos procedentes de un pozo perforado previamente hasta las formaciones geológicas que los albergan. También se utiliza en los pozos de geotermia profunda para estimular las formaciones geológicas de baja permeabilidad. La fracturación hidráulica es un proceso industrial ampliamente probado técnicamente y respetuoso con el medio ambiente.

Se viene utilizando desde hace más de siete décadas. En el mundo se han realizado más de un millón de operaciones de *fracking*, en los últimos años más de 35.000¹ al año y con una tendencia creciente.

Una vez que se ha perforado y entubado el pozo, y se han cementado los espacios anulares entre la roca y las sucesivas tuberías de revestimiento o *casings*, con el pozo en condiciones de plena seguridad, se procede a fracturar la roca que contiene el gas convencional o no convencional.

La fracturación hidráulica consiste en inyectar agua con arena y algunos aditivos a presión suficiente como para provocar microfisuras en la roca y favorecer el flujo del gas natural contenido en ella hacia el pozo productor. Las microfracturas abiertas suelen tener una anchura milimétrica. Finalizada la operación de fracturación se reduce la presión en cabeza de pozo y el gas natural, junto con una parte del fluido inyectado, fluye por las microfracturas hasta el pozo, y por él hasta la superficie, desde donde se distribuye por la red general de gasoductos hasta los puntos de consumo.

El fluido que se inyecta está compuesto en aproximadamente un 99,50% por agua y arena natural o sintética, que sirve para mantener abiertas las microfisuras en el entorno del pozo. El resto, el 0,5%² son aditivos que se añaden para reducir la fricción del fluido, eliminar bacterias que pudieran producir ácidos corrosivos, disminuir la tensión superficial del fluido, etc.

Los aditivos se añaden siempre en muy bajas concentraciones. Son compuestos químicos cuyo uso está aprobado por las autoridades, y habitualmente se emplean en otros sectores industriales como la agricultura, cosmética, conservación y condimento de alimentos, etc.

El gas fluye hasta el exterior por la diferencia de presiones entre el interior de la roca y el exterior primero desde la formación geológica hacia la red de fracturas, y desde la red de fracturas hasta el pozo, para luego ascender por la tubería de producción o *tubing*. Esta tubería está aislada de las formaciones geológicas y de los potenciales acuíferos por hasta tres tuberías concéntricas de sostenimiento o *casings*, cuyos espacios interanulares están cementados. De este modo se garantiza la estanqueidad del pozo y el aislamiento de los acuíferos, lo que evita que los fluidos se mezclen durante la fase de inyección o la extracción del gas (Figura 1).

Figura 1

Esquema que muestra la disposición de un pozo en el que se ha realizado fracturación hidráulica con las diferentes tuberías de revestimiento o *casings* y las fracturas hidráulicas en la formación geológica objetivo.



1. www.fracfocus.org/hydraulic-fracturing-how-it-works/history-hydraulic-fracturing
 2. Proporciones orientativas. El informe "Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing" (2012) de The Royal Society and The Royal Academy of Engineering menciona las cantidades 99,83% de agua y arena y 0,17% de aditivos.

¿QUÉ ES EL GAS NO CONVENCIONAL?

El gas no convencional es gas natural, exactamente igual que el utilizado en nuestros hogares, en las centrales térmicas de ciclo combinado, en el transporte o en la industria. Tienen la misma composición química y el mismo origen geológico.

La única diferencia es que el gas no convencional se encuentra atrapado en formaciones geológicas de muy baja permeabilidad, que le impide fluir hacia el pozo si previamente no se induce una red de fracturas en la formación rocosa. La fracturación hidráulica o *fracking* es el método utilizado para fracturar esas rocas, crear esa red de fracturas y producir el gas a un caudal suficiente para hacer rentable su extracción mediante sondeos.

El gas natural es una fuente energética del presente y del futuro.

El petróleo, el carbón y el gas natural, en definitiva los combustibles fósiles, van a continuar siendo la base de la matriz energética global en las próximas décadas.

El gas natural juega un papel relevante y con un protagonismo creciente como fuente de energía primaria, especialmente en los países desarrollados, en donde está desplazando en la generación eléctrica y el transporte a otras energías fósiles con una huella de carbono que prácticamente duplica la del gas. Los países emergentes también están siguiendo este modelo.

En los países desarrollados el gas natural constituye la fuente energética de respaldo preferida como complemento a las energías renovables no programables, por su precio competitivo y por las menores emisiones en carbono.

El gas natural no convencional constituye una “REVOLUCIÓN ENERGÉTICA GLOBAL”

La tendencia tanto en los países desarrollados como emergentes es a consumir gas natural, convencional y no convencional, en volúmenes crecientes a lo largo de las próximas décadas (Figura 2).

El gas natural es un combustible de referencia en la cesta energética mundial por ser una fuente de energía limpia y fácil de transportar. Es con diferencia el menos contaminante de los combustibles fósiles, no precisa casi refino, se utiliza prácticamente como se extrae del yacimiento y presenta recursos extraíbles para más de un siglo. Simultáneamente el gas natural se está posicionando como una alternativa viable a los hidrocarburos líquidos en el sector del transporte, tanto marítimo como terrestre.

La aparición del gas no convencional ha significado que los recursos extraíbles de gas natural se hayan duplicado (Figura 3) en los últimos años.

Según las primeras estimaciones, los recursos extraíbles de gas natural no convencional presentan magnitudes similares a los de gas convencional. La cifra sigue creciendo a medida que se reconocen e investigan nuevas cuencas.

Las formaciones que contienen gas no convencional están presentes en casi todas las cuencas geológicas, entre ellas, las españolas. El gas natural no convencional ya se produce de manera regular en varios países, sobre todo en Estados Unidos y Canadá, pero también existen proyectos en China, México, Argentina, Chile, Argelia, Reino Unido y Polonia entre otros.

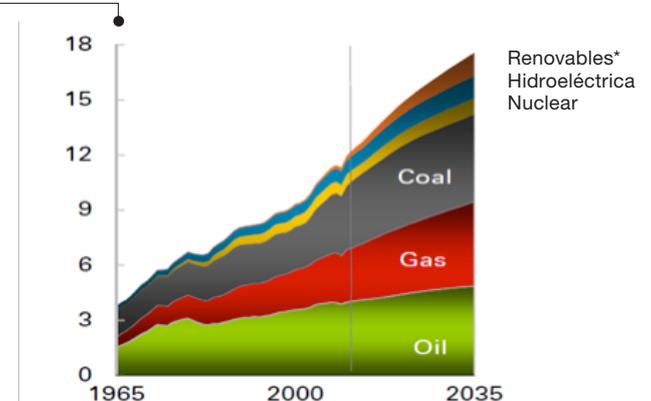
En el año 2010 la producción mundial de gas no convencional representaba el 14% de la producción mundial. Se calcula que para el año 2035 supondrá un tercio del total.

Los países occidentales han tomado la delantera en la exploración y producción de los hidrocarburos no convencionales. Así, en los países de la OCDE, la producción de gas no convencional representa ya una tercera parte del total y se estima que en el horizonte del año 2035 supondrá las dos terceras partes.

Figura 2

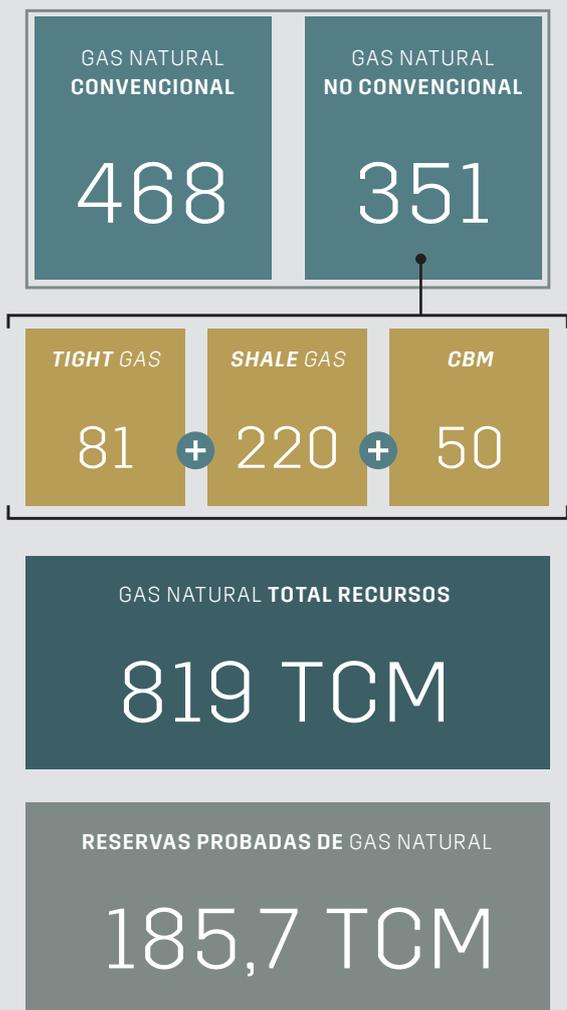
Consumo por fuente de energía.

Mil millones de toneladas equivalentes de petróleo



*incluye biofuel

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2014



Fuente: Energy Information Administration (EIA, 2013) y BP Statistical Review, 2014

Figura 3

La Revolución Energética: estimación de los recursos extraíbles y reservas probadas de gas natural. Con el 'descubrimiento' del gas no convencional, los recursos extraíbles de gas natural se han duplicado. Las estimaciones de recursos no convencionales aumentarán en las próximas décadas.

Recursos: acumulaciones de hidrocarburos (petróleo y gas), descubiertas y no descubiertas pero cuya existencia se estima a partir de evidencias indirectas.

Reservas: recursos de hidrocarburos probados y comercialmente recuperables.

¿QUÉ VENTAJAS ECONÓMICAS PUEDE REPORTAR LA PRODUCCIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL?

Fundamentalmente de dos tipos: **ECONÓMICAS Y MEDIOAMBIENTALES.**

Las ventajas económicas son evidentes: permite a los países productores disponer de una fuente de energía autóctona y limpia, reduce su factura energética, desarrolla una nueva fuente de empleo y diversifica su economía.

Estados Unidos es el primer productor mundial. El 67% del gas natural producido es gas no convencional³, con unos 436 BCM⁴ (miles de millones de metros cúbicos) al año, lo que le permite ser autosuficiente en esta fuente de energía. Estados Unidos ha comenzado a exportar gas natural licuado (GNL). También produce cerca de 1.500 millones de barriles al año de petróleo no convencional, más de 4 millones al día, es decir, cuatro veces más que el consumo total de petróleo en España. A precios del año 2014, el valor de esa producción no convencional supera los 88.000 millones de euros.

Este hecho ha llevado a una reducción significativa del precio mayorista del gas natural en EE.UU. donde es entre tres y cuatro veces más barato que el importado en Europa (Figura 4).

Estos menores costes energéticos suponen una enorme ventaja competitiva para las empresas estadounidenses y una enorme desventaja competitiva para las europeas.

Los consumidores finales, las personas, también han sido beneficiados por este descenso de precios. El importe en la factura energética del gas, la electricidad y los carburantes que paga una familia media americana es unos 800 US\$ al año menor al que paga una familia media europea. A ello habría que añadir el ahorro de una cantidad similar, distribuida en los bienes y servicios de consumo, derivada de un menor impacto energético en los mismos.

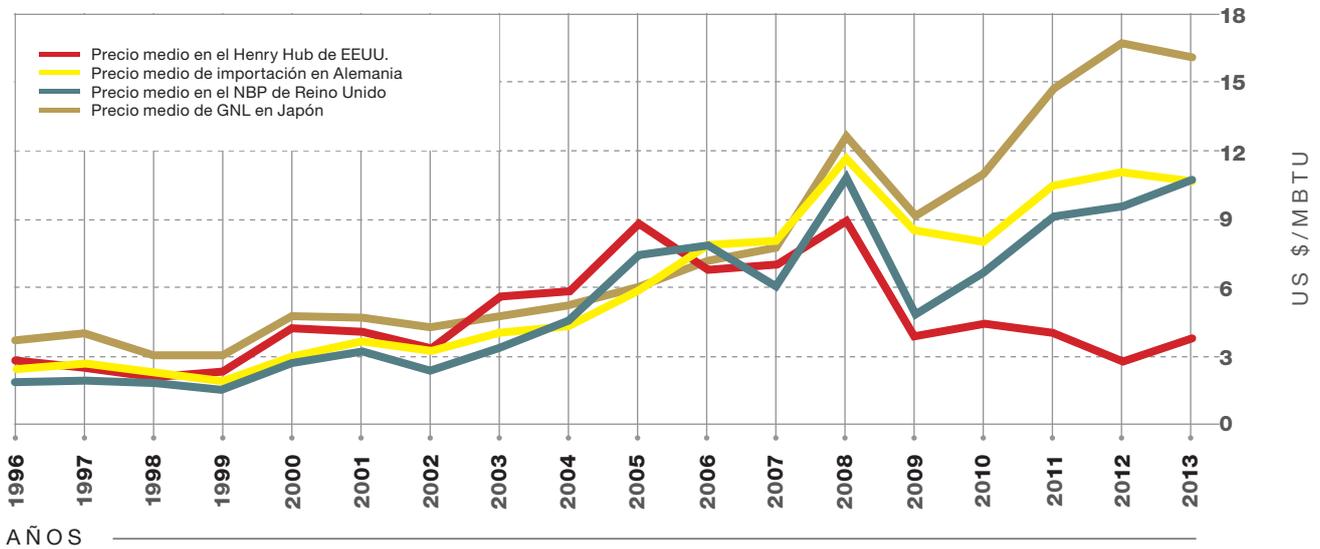
Las ventajas medioambientales son también obvias y ampliamente reconocidas. A lo largo de los últimos años, la disponibilidad de gas natural no convencional en EE.UU. ha permitido sustituir la quema de carbón por gas natural para la producción de energía eléctrica, con la consiguiente reducción de sus emisiones de carbono, que han descendido un 15 % desde 2005: "el rápido desarrollo de la fracturación hidráulica y de las tecnologías de perforación horizontal que han contribuido a aumentar y diversificar la oferta de gas natural, permitiendo la producción de electricidad mediante gas en lugar de carbón (AIE, 2012). Esta es una de las principales razones que explican la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en los Estados Unidos." (IPCC)⁵.

- Annual Energy Outlook 2013, with projections to 2040 del U.S Energy Information Administration (EIA).
- BCM del inglés Billion Cubic Meter. 1 BCM son mil millones de metros cúbicos a condiciones estándar.
- Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC, Working Group III-Mitigation of Climate Change, 2014
- "Evaluación preliminar de los recursos prospectivos de hidrocarburos convencionales y no convencionales en España" (ACIEP-GESSAL, 2012)
- Consumo de gas natural en España en 2014: 25,4 BCM. Fuente: Sedigas, Informe Anual 2014
- "Análisis del impacto del desarrollo de la exploración y producción de hidrocarburos en la economía española..." (ACIEP-DELOITTE, 2014)

Figura 4

Evolución del precio del gas natural en diversos mercados. Los precios del gas natural en el Henry Hub evolucionaron claramente a la baja en comparación con los demás, desde que EE.UU. comenzó la producción de gas natural no convencional. *BP Statistical Review of World Energy 2014.*

PRECIO (\$/MBTU)



¿QUÉ VENTAJAS ECONÓMICAS PUEDE REPORTAR EL GAS NO CONVENCIONAL EN ESPAÑA?

Según las primeras estimaciones de recursos técnicamente recuperables realizadas, España alberga 2.026 BCM (2,03x10¹²m³) de recursos prospectivos, que pueden ser producidos con la tecnología actual de gas natural no convencional. En caso de extraerlos, cubrirían las necesidades de consumo durante 80 años al ritmo de consumo actual.

España debe investigar sus recursos y, si fuese posible, producirlos.

- En caso de confirmarse el volumen de recursos identificados, la producción de gas podría aportar del orden de un billón de euros a nuestro PIB durante las décadas que puede durar su producción.
- Supondría la creación de unos 70 a 80.000 empleos directos e indirectos de un modo continuado. En un escenario optimista se podrían alcanzar hasta 260.000 empleos entre directos, indirectos e inducidos.
- En teoría España, en el escenario optimista, tendría capacidad para autoabastecerse e incluso potencial para exportar.



PREGUNTAS FRECUENTES EN TORNO AL *FRACKING*



1. ¿Es verdad que el volumen de agua requerido por las operaciones de fractura hidráulica es muy elevado y pone en riesgo la disponibilidad de ese recurso para otros usos?

FALSO

Los consumos de agua representan porcentajes muy modestos comparados con los consumos para otros usos, por ejemplo el agrícola. En EE.UU. en las áreas con extracción intensiva de gas no convencional, el volumen de agua traído para estas operaciones está por debajo del 1% de los recursos totales.

Cada pozo en el que se realiza fracturación hidráulica suele requerir la utilización de entre 10.000 y 30.000 m³ de agua, según el número de etapas de fracturación, usualmente entre 10 y 20 etapas por pozo, y del consumo de agua por etapa, usualmente entre 1.000 y 1.500 m³, al que se le debe añadir el volumen de agua requerida para fabricación del lodo de perforación, entre 1.500 y 2.000 m³ por pozo. ¿Es mucho o es poco? Para saberlo hay que comparar esas cantidades con los consumos derivados de otras actividades.

Estos son los datos en relación con los cuatro principales yacimientos de gas no convencional de EE.UU., juntos suman cada año casi el 90% del *shale gas* producido allí.

Además:

- El consumo de agua por unidad de energía final producida con la tecnología de fracturación hidráulica es mucho más bajo que el de otras fuentes energéticas como el carbón y la energía nuclear. Y notablemente inferior al consumo requerido por los biocombustibles.
- Parte del agua usada en la fracturación hidráulica es recuperada y gestionada en plantas de tratamiento de aguas industriales y/o en algunos casos puede reutilizarse.
- El consumo para la fracturación hidráulica es muy puntual (hay que recordar que se realiza una o dos veces en la vida de un pozo y que la operación dura tan solo unos días), pero normalmente se hace acopio con antelación.
- Es paradigmático el caso del estado de Texas uno de los más activos en materia de gas no convencional y con una escasa pluviometría no se han registrado incidentes por competir con otros usos del agua.

	CONSUMO HUMANO	MINERÍA E INDUSTRIA	GENERACIÓN ELÉCTRICA	REGADÍO	GANADERÍA	GAS NO CONVENCIONAL
BARNETT	82,70%	4,50%	3,70%	6,30%	2,30%	0,40%
FAYETTEVILLE	2,30%	1,10%	33,30%	62,90%	0,30%	0,10%
HAYNESVILLE	45,90%	27,20%	13,50%	8,50%	4,00%	0,80%
MARCELLUS	11,97%	16,13%	71,70%	0,12%	0,01%	0,06%

PREGUNTAS FRECUENTES EN TORNO AL FRACKING



2. ¿Es verdad que se utilizan grandes cantidades de aditivos tóxicos cuyas composiciones son secretas?

FALSO

La composición del fluido que se inyecta para fracturar la roca es un 99,50% aprox. agua más arena y un 0,5% aprox. de aditivos. En cada operación suelen utilizarse entre 4 y 12 familias de aditivos y tanto sus composiciones como las concentraciones a las que se encuentran en el fluido de fracturación en España son públicas.

Los aditivos que se utilizan tienen funciones de reductores de la fricción, bactericidas, antioxidantes o inhibidores de la corrosión. Los productos empleados se usan habitualmente en otros sectores industriales y/o actividades como la estimulación de pozos de agua potable, la agricultura o la industria cosmética y alimentaria (**Figura 5**).

Además:

- En España, la descripción de cada uno de los aditivos que vayan a emplearse en los trabajos de fracturación hidráulica, así como los volúmenes y las concentraciones en los que se empleen deben especificarse en el Estudio de Impacto Ambiental que se presente a la Administración para obtener de ella la Declaración de Impacto Ambiental positiva, necesaria para iniciar cualquier operación de perforación y fracturación hidráulica.

- En la Unión Europea, los productos químicos que se utilicen como aditivos en la fracturación hidráulica tienen su Ficha de Seguridad (FDS) correspondiente según normativa europea CE 453/2010. Según sus características, además estarán recogidas en el Registro REACH (Reglamento de Registro, Evaluación, Autorización y Restricción de sustancias químicas), creado para garantizar que la fabricación, transporte y uso de sustancias químicas se realice en condiciones de seguridad para la protección del medio ambiente y la salud humana. La Unión Europea tiene la legislación más estricta del mundo en cuanto al uso de sustancias químicas y los aditivos que se utilicen en la fracturación hidráulica deben cumplirla.
- En Estados Unidos, la composición de los aditivos utilizados en cada uno de los pozos puede consultarse en el sitio web www.fracfocus.org
- La labor de I+D+i que realiza el sector se centra en reducir el número de aditivos que se utilizan, y en utilizar compuestos que sean medioambientalmente sostenibles y similares a los utilizados en la industria alimentaria.

Figura 5

Concentraciones, en volumen, de los diversos componentes de un fluido.



COMPOSICIÓN HABITUAL DEL FLUIDO DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

(Porcentajes en volumen)

Fuente: Tomado de "Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing". The Royal Society and the Royal Academy of Engineering (2012)

PREGUNTAS FRECUENTES EN TORNO AL *FRACKING*



3. ¿Es verdad que la fracturación hidráulica contamina los acuíferos?

FALSO

Después de más de un millón de operaciones de fracturación hidráulica realizadas en todo el mundo, con miles de ellas perfectamente monitorizadas, no hay un solo caso registrado de contaminación de acuíferos por esta actividad en sí misma. Recientemente se ha documentado un caso en Pensilvania, causado por la sistemática y deficiente cementación de los pozos productores, lo que permitió que el fluido de fracturación percolara por el espacio anular del pozo, entre la formación y uno de los *casing*, hasta la zonas más superficiales donde se encuentran los acuíferos de abastecimiento. Pero no existe ningún caso en el que se hayan contaminado acuíferos por *fracking* utilizando los estándares de la industria.

Es una evidencia científica que el 99% de las fracturas generadas durante la estimulación hidráulica tienen una extensión inferior a los 350 metros, y que “la inmensa mayoría tienen una extensión vertical muy limitada, de menos de 100 metros”⁹. De hecho, como norma general la longitud de fractura se encuentra en rangos de entre 20-50 m. Entre los acuíferos con agua dulce explotables, que son siempre superficiales, y las formaciones geológicas que albergan el gas no convencional, suele haber separaciones de 2.000 metros a 3.000 o 4.000 metros, con materiales poco permeables entre ellos.

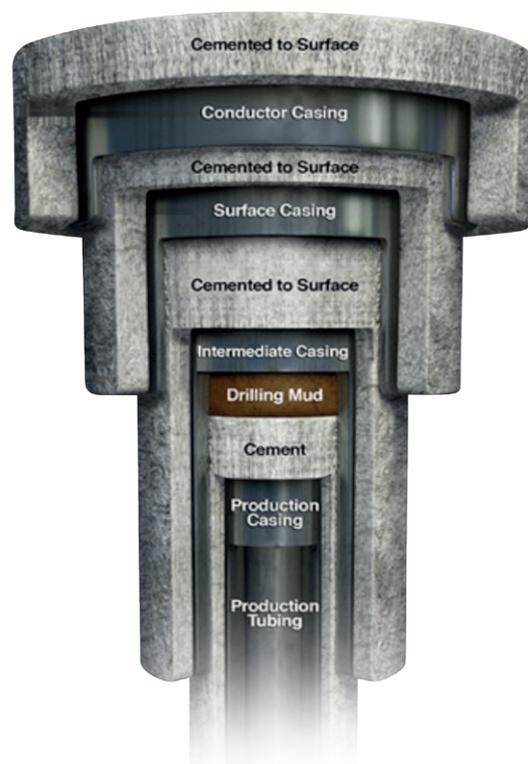
Además:

- No pueden existir fallas abiertas que conecten un reservorio de hidrocarburos con la superficie o con un acuífero. Si las hubiese, el hidrocarburo hubiera migrado de forma natural a lo largo del tiempo geológico, inutilizando de un modo natural el acuífero. Por tanto, el fluido inyectado en el reservorio no puede migrar hasta el acuífero a lo largo de fracturas naturales.

- En los pozos en los que se atraviesa un acuífero, este queda totalmente aislado mediante tres tuberías de revestimiento concéntricas o *casings*, que se van instalando a medida que se perforan las diversas fases del pozo. Los espacios anulares entre las tuberías y el espacio anular existente entre las tuberías y la roca se cementan. Es una triple capa de entubación y cementación (**Figura 6**).
- De esta forma, se aísla el pozo del acuífero, impidiendo la mezcla de fluidos entre el exterior y el interior del pozo, ni durante la perforación del pozo, ni durante la inyección del fluido de fracturación, ni durante el retorno de parte de él a superficie (*flowback*), ni durante la producción del hidrocarburo.

Figura 6

Dispositivo de triple *casing* y triple cementación con el que se protegen las formaciones geológicas que contienen aguas dulce (acuíferos) en los pozos para exploración/producción de hidrocarburos no convencionales.



9. *Hydraulic fractures: How far can they go?*, Richard J. Davies et al, 2012

PREGUNTAS FRECUENTES EN TORNO AL *FRACKING*



4. ¿Es verdad que el fluido de retorno (*flowback*) contamina las aguas superficiales y produce vertidos contaminantes?

FALSO

En los emplazamientos que albergan los equipos de estimulación y las instalaciones auxiliares, se construyen balsas impermeabilizadas para disponer del agua limpia que se utiliza en la fracturación. El suelo del emplazamiento se impermeabiliza y se construye una red de recogida de posibles derrames. El fluido de *flowback* o de retorno también se puede recoger en tanques sellados hasta su tratamiento por un gestor autorizado.

El *flowback* es similar al agua residual de un proceso industrial en el cual apenas se utilizan compuestos químicos artificiales.

Aproximadamente entre el 15% y el 85% de los fluidos inyectados durante la fracturación retornan de nuevo la superficie en los primeros días, cuando el pozo es despresurizado. Este fluido está mezclado con metano y agua salada que contiene minerales procedentes de la roca fracturada. Las características del *flowback* o agua de retorno dependen de varios factores (diseño de la fracturación, característica del fluido de fracturación empleado, propiedades de la formación fracturada, etc.). Estas aguas de retorno contienen, por tanto, sales, compuestos orgánicos e inorgánicos naturales y parte de los aditivos químicos usados en la fracturación.

En fase de producción, el agua de retorno puede ser objeto de los siguientes tratamientos:

- A. Reutilización en otros pozos, con el fin de reducir las necesidades del recurso. La composición del agua de retorno varía con el tiempo, incrementando su salinidad. Antes de ser mezclada con agua dulce para su reutilización, se la somete a un tratamiento con el fin de eliminar los sólidos y otras impurezas.
- B. La inyección en acuíferos profundos. Esta práctica está muy extendida en EE.UU. Obviamente la inyección requiere de los adecuados estudios geológicos y comprobaciones de campo. Frecuentemente son antiguos yacimientos de hidrocarburos ya depletados. En ocasiones se perforan pozos de inyección en formaciones salinas que han demostrado su capacidad para ser utilizadas como almacenes.

C. A veces el agua es evaporada, quedando un residuo sólido.

D. En otras ocasiones el agua después de ser tratada convenientemente y cuando alcanza las especificaciones requeridas, es vertida a un cauce.

En fase de producción, las dos primeras alternativas son las más utilizadas por la industria

La industria está llevando a cabo una intensa labor de I+D+i para incorporar al fluido de fracturación geles y espumas de sustancias gelificantes, así como CO₂ y gases licuados del petróleo (GLP) del tipo del propano, que reducirán la capacidad de disolver y/o incorporar elementos orgánicos y/o inorgánicos al fluido de retorno y disminuir las necesidades de agua.

Pozo en producción. Alberta (Canadá).



PREGUNTAS FRECUENTES EN TORNO AL *FRACKING*



5. ¿Es verdad que la fracturación hidráulica provoca terremotos?

FALSO

El proceso de fracturación hidráulica provoca microsismos indetectables para las personas y cuya magnitud es tan baja (entre -3 y -1 en la escala Richter) que solo quedan registrados en los sismógrafos de alta precisión ubicados en las proximidades.

Después de cientos de miles de operaciones de *fracking* perfectamente monitorizadas solo se han reportado tres (3) casos de sismicidad inducida que pueden ser achacables a trabajos de fracturación hidráulica y relacionados con algún tipo de actividad sísmica natural no identificada previamente. En todos los casos, con magnitudes discretas y sin capacidad de producir daños personales o materiales. La razón es que el proceso se realiza cumpliendo una serie de garantías:

- Un diseño previo de las operaciones para desarrollarlas en condiciones de completa seguridad.
- Los volúmenes de fluido inyectado son siempre reducidos y controlados.
- El volumen del macizo rocoso que se fractura en cada etapa también es muy limitado.
- Los periodos de bombeo son siempre cortos.
- La disipación de la presión creada sobre la roca es muy rápida puesto que el fluido se reparte por la red de microfracturas creada. La presión se disipa al retornar el *flowback* a la superficie.

Además:

- Históricamente la sismicidad inducida por la fracturación hidráulica es inferior, tanto en valores de magnitud como en número de casos, a la derivada de otras actividades como: la minería, el llenado y/o vaciado de grandes presas, la geotermia, y la extracción e inyección continuada y persistente en el mismo punto de fluidos en el subsuelo, bien sea agua o hidrocarburos, por mencionar los más relevantes.
- Durante el proceso de fracturación hidráulica, se realiza un registro en tiempo real de la sismicidad en superficie que permite controlar en todo momento la operación y detenerla antes de surgir una anomalía.

6. Es cierto que las explotaciones de gas no convencional exigen perforar miles de pozos muy próximos unos de otros con gran afección al suelo y que persiste durante largo tiempo?

FALSO

Mientras dura la perforación de un pozo raramente se superan las dos hectáreas de ocupación. Después, durante la mayor parte de la vida de un yacimiento, la huella superficial del emplazamiento apenas ocupa unos metros cuadrados, los necesarios para instalar la cabeza de pozo y su conexión con la red de gasoductos.

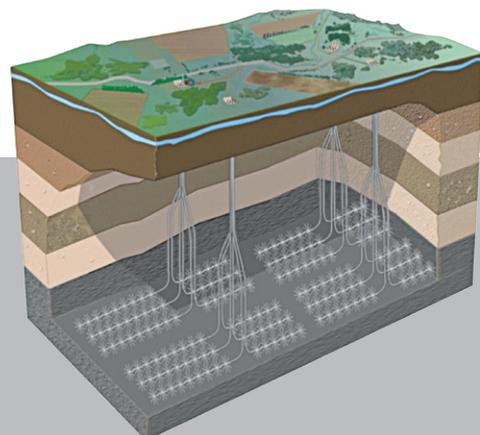
La huella superficial solo es reseñable en la fase de perforación y fractura hidráulica, es temporal, durante unos meses la perforación y unos días la fracturación. Posteriormente, durante la etapa de producción, el emplazamiento queda restaurado completamente, sobresaliendo solo los cabezales de los pozos (**Figura 7**).

Además:

- En la actualidad se perforan hasta una veintena de pozos desde el mismo emplazamiento.
- Así se reduce la superficie afectada del terreno y se recorta sustancialmente el número de accesos y ramales de gasoductos que es necesario construir.

Figura 7

En la actualidad, desde un solo emplazamiento se perforan varios con lo que es necesario ocupar muy pocos emplazamiento para drenar o producir volúmenes muy grandes de un reservorio no convencional. Una vez terminadas las operaciones de perforación y fracturación, solamente duran unos cuantos meses, la ocupación del terreno es mínima.



PREGUNTAS FRECUENTES EN TORNO AL FRACKING



7. Es verdad que la producción y el empleo masivo de gas no convencional no reduce las emisiones de gases de efecto invernadero y por el contrario frena el desarrollo de las energías renovables.

FALSO

El gas natural es un combustible mucho más limpio y con menos emisiones de gases de efecto invernadero que el resto de combustibles fósiles. Además, como energía programable, complementa a las energías renovables, cubriendo los valles que se producen en fuentes como la eólica o solar, permitiendo una fácil adaptación a los picos de demanda.

En Estados Unidos la utilización masiva de gas natural no convencional en sustitución de fuentes de energía más contaminantes como el carbón ha permitido reducir¹⁰ las emisiones de gases de efecto invernadero a niveles de hace 20 años.

Además:

- La quema de gas natural emite entre un 40% y un 45% menos CO₂ por unidad de energía producida que la emitida por el carbón y entre un 20% y un 30% menos que la del petróleo. La disponibilidad de gas natural permitirá sustituir paulatinamente ambos combustibles, tanto en generación eléctrica como una parte importante del transporte.
- En Estados Unidos, el gas no convencional está sustituyendo a los combustibles fósiles más contaminantes, pero no está quitando cuota de mercado a las energías renovables.

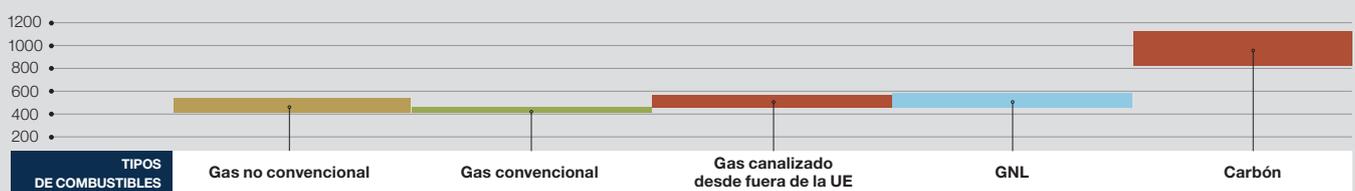
- Allí, la abundancia de gas natural barato está permitiendo desarrollar proyectos de sustitución de petróleo por gas natural en el transporte, el sector donde el consumo de petróleo se encuentra históricamente anclado.
- Considerando el ciclo completo de las emisiones de carbono, la producción masiva de gas no convencional puede generar emisiones de gases de efecto invernadero ligeramente superiores a las que se producen en la explotación de gas convencional, pero netamente inferiores a los que generan otras fuentes energéticas, incluso el mismo gas natural que deba ser transportado a grandes distancia antes de su consumo final (**Figura 8**).
- El otro gas de efecto invernadero que pudiera emitirse es el metano. Pero las fugas de metano que pueden producirse durante los trabajos de perforación, *fracking*, producción o transporte no llegan ni al 1,5% del volumen total de gas producido, según un estudio realizado en 150 emplazamientos, un total de 489 pozos¹¹. Y la tendencia es a continuar reduciendo las emisiones.

Figura 8

Huella en carbono (rangos de emisiones de CO₂) de diversas fuentes energéticas o tipos de combustibles para producir la misma cantidad de energía eléctrica. Datos tomados de McKay y Stone (2013). *Potential Greenhouse Gas Emissions Associated with Shale Gas Extraction and Use. Report for the UK Department of Energy and Climate Change.*

ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

por unidad de energía eléctrica producida (gCO₂/kWh)



10. Fifth Assessment Report del Intergovernmental Panel on Climate Change de Naciones Unidas (2013).

11. Allen, D.T. et al. 2013. Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States. Proc. Natl. Acad. Sci. 110, 17768-17773. www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1304880110

