

Fuente : EIA, FUELFIX, BARCLAYS, CNH.

Fracking: realidades técnicas

Ramses Pech

La técnica del **fracking**, o fracturación, consiste en realizar fracturas a la formación geológica por debajo de los mantos freáticos de agua dulce, a profundidades de entre 2 mil y 7 mil metros.

Al contrario de muchos informes de prensa, la fracturación hidráulica no es un "proceso de perforación." El fracturamiento hidráulico se utiliza después de que se complete el agujero perforado. En pocas palabras, la fracturación hidráulica es el uso de fluido y material para crear o restaurar pequeñas fracturas en una formación con el fin de estimular la producción de nuevos y existentes pozos de petróleo y de gas.



La Torre Latino Americana en la Cd. de Mexico Mide 182 Mts.

Requieren 1.6 a 2.5 Torres para llegar y estar en la zona mantos freáticos

Requieren 11 a 13 Torres para llegar y estar en la zona producción de pozos

Existen de 8 a 9 Torres entre la parte baja del manto freático y la parte superior de la zona de producción

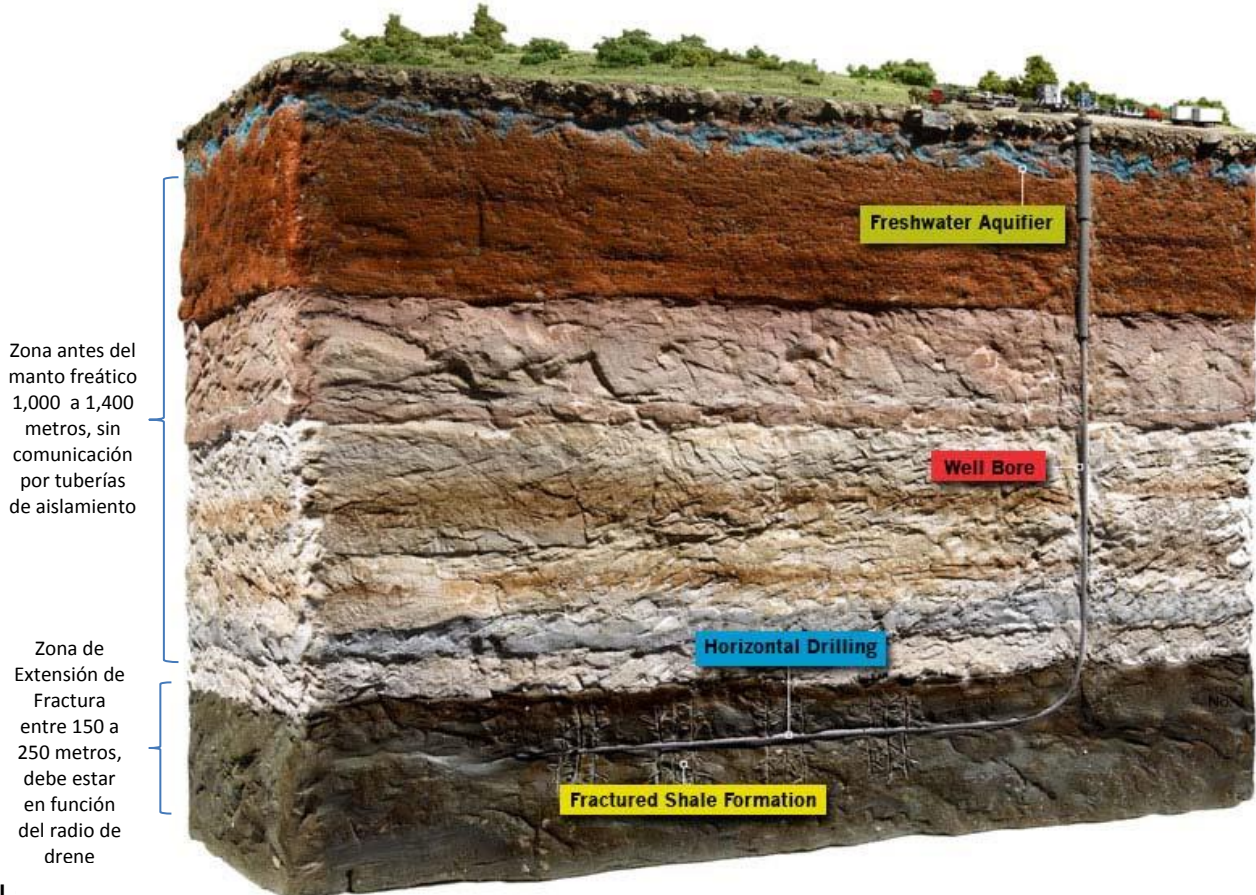
Técnicamente es la aplicación de un fluido fracturante a presión para superar el esfuerzo mínimo existente en la roca, de tal manera que ésta se fracture y libere el hidrocarburo. Esto se realiza mediante la inyección de una mezcla de un medio de transmisión (actualmente se usa agua en la mayoría de los casos, pero con nuevas investigaciones se está cambiando al gas), arena y sustancias químicas. Esta mezcla es llamada Gel.

El mantenimiento de la presión del fluido produce la extensión de la fractura más allá del punto de ruptura inicial, propagándose dentro de la roca y creando un canal de flujo (permeable) que provee un área adicional de drenaje. Esto mantiene la fractura abierta con un material apuntalante.

La extensión de la fractura puede ser de 150 a 250 metros. En shale gas/oil, esta extensión no depende del radio de drenaje y es posible conectar las fracturas naturales de la lutita, cuyas longitudes son de 100 a 150 metros. La perforación horizontal del pozo permite un mejor

contacto entre yacimientos y su explotación, por lo que no es necesario realizar más de 10 pozos en una misma zona, reduciendo así los impactos ambientales y económicos.

El área de drene es donde la formación aporta el hidrocarburo, es decir, cada pozo tiene un área de drenaje consistente en un círculo con el pozo en el centro, donde la extensión de la fractura apuntalada se ubica entre 80% y 100% del radio del drene.



La profundidad en shale gas, en depende de la zona que se está trabajando. El siguiente gráfico muestra el área y profundidades de las 5 zonas predominantes en los EUA:

Gas Shale Basin	Barnett	Fayetteville	Haynesville	Marcellus	Woodford
Depth, ft	6,500 - 8,500	1,000 - 7,000	10,500 - 13,500	4,000 - 8,500	6,000- 11,000

Divídase entre 3.28 para encontrar los metros

Por qué fracturar:

- a) Para iniciar o incrementar la productividad de un pozo.
- b) Para aumentar las reservas.
- c) Porque la producción puede estar afectada por:
 - Algún tipo de daño a la formación.
 - Permeabilidad muy baja.
 - Presión de fondo muy baja.

MBA Ramses Alejandro Pech Razo

Pech.ramses@yahoo.com.mx

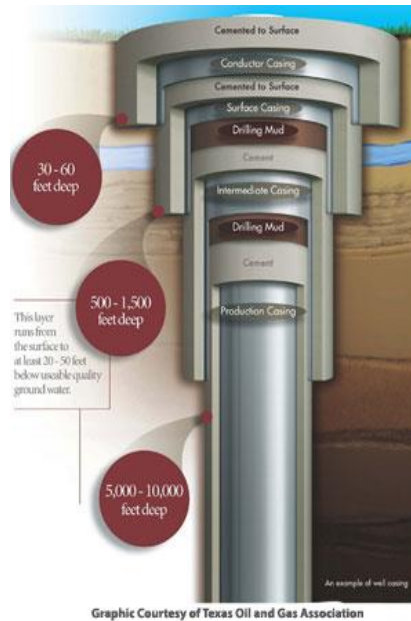
Twitter @economiaoil

Prohibida la Reproducción parcial o total sin la autorización del autor

Objetivo de una fractura:

- Influir en formaciones de baja permeabilidad.
- La inducción y crear alta conductividad para producir.
- Rebasar totalmente daños presentes durante la perforación.

Hay que recordar que la fractura se realiza después de haber perforado y construido el pozo. Previamente, debe cerciorarse que el pozo se encuentra herméticamente aislado y cumple con las regulaciones internacionales técnicas y ambientales. La gráfica siguiente muestra la forma común como se perfora y construye un pozo.



Las normas internacionales dictaminan que en un pozo debe haber:

- Un período de pruebas y registros de la calidad del cemento.
- Deberá contener el pozo de cemento pesado para aislar a la tubería de la formación.
- Deberá tener el pozo tubería de producción.
- El pozo deberá tener cemento, es decir, deberá llegar a superficie en cada etapa de aislamiento.
- La tubería de producción deberá estar cubierta y aislada del manto freático (son cinco a siete capas de aislamiento).

Una vez aislado el pozo y sellado herméticamente, sin comunicación con las formaciones y el manto freático a 1,000 - 1,400 metros de la zona de producción del shale gas/oil, es posible realizar la fractura sin ocasionar daños en el subsuelo. Es aquí cuando se procede a la inyección de los elementos para hacer la fractura: agua, arena y productos químicos.

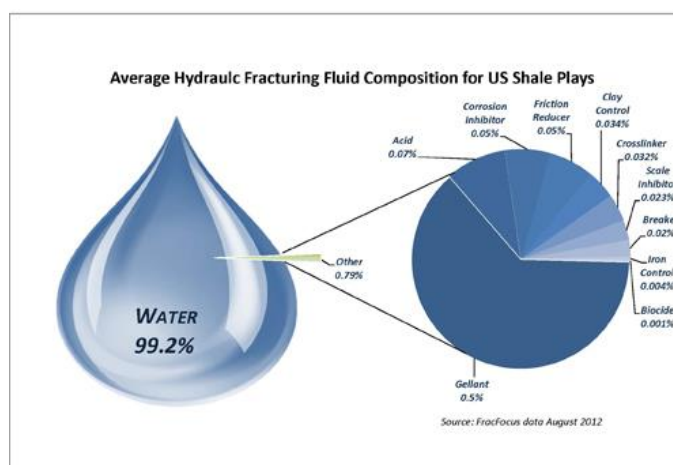
La arena ayuda a incrementar la conductividad de una formación de baja permeabilidad; esto es, que el yacimiento cuente con energía para "empujar" el aceite hacia la superficie a través

de los poros de la roca. Los yacimientos de shale gas por lo regular son de baja permeabilidad, por lo cual necesitan esta inducción.

De los tres componentes, el volumen que más se utiliza es el del agua. Este líquido es el medio portador para los aditivos químicos y agentes de apeo (normalmente arena) que se usan para fracturar la formación productora. Actualmente se están probando nuevas técnicas que reducen la utilización de agua agregando gas natural, pero se espera que en no menos de cinco años esta técnica se implemente de manera total.

Por lo pronto, se fomenta la cultura del cuidado del agua potable, del reciclado del líquido proveniente de la fractura o del uso de aguas residuales. Asimismo, se está probando otro tipo de medio acuoso sintético que elimine el gasto de agua. El futuro de las fracturas en shale gas/oil deberá ir hacia las llamadas tecnologías verdes.

La composición de fluido de fracturación varía de una cuenca geológica, o formación, a otra. La evaluación de los volúmenes relativos de los componentes de un fluido revela el volumen relativamente pequeño de los aditivos que están presentes. Los aditivos descritos en el lado derecho del gráfico circular (ver gráfica) representan menos del 0,8% del volumen total del fluido. En general, la concentración de aditivos en la mayoría de los fluidos con agua aceitosa en Estados Unidos es de 0,5% a 2% relativamente consistente con la porción de agua que está entre 98% y 99,2%.



Debido a que la composición del fluido de fracturación varía para satisfacer las necesidades específicas de cada área, no existe una fórmula que indique una porción única para cada aditivo. En la clasificación de los fluidos de fracturación y sus aditivos, es importante considerar que las empresas de servicios que proporcionan estos aditivos han desarrollado una serie de compuestos con propiedades funcionales similares que se utilizan para el mismo fin en diferentes ambientes. Así, la diferencia entre las formulaciones de aditivos puede ser tan pequeña como un cambio en la concentración de un compuesto específico.

Aunque la industria puede tener varios compuestos que se pueden utilizar en un fluido de fracturación hidráulica, cualquier trabajo de fracturación utilizaría sólo algunos de los aditivos disponibles. Por ejemplo, en el gráfico anterior se presentan 12 aditivos, cubriendo el rango de posibles funciones que podrían incorporarse en un fluido.

Un poco de historia

La fracturación hidráulica no es nueva. La primera aplicación comercial como tecnología de tratamiento para estimular la producción de petróleo o gas probablemente ocurrió en el campo de Hugoton, Kansas, en 1946, o cerca de Duncan, Oklahoma, en 1949. Para los años sesenta el uso de la fractura hidráulica se había convertido en una tecnología de rutina en la explotación de pozos de gas, en particular los de "producción no convencional", como los llamados shale gas/oil.

El proceso se ha utilizado en más de un millón de pozos de producción. A medida que la tecnología sigue desarrollándose y mejorando, los operadores ahora fracturan anualmente un máximo de 35 mil pozos de todo tipo (verticales y horizontales, de petróleo y gas natural).

La fracturación hidráulica ha tenido un enorme impacto en la historia energética del mundo, sobre todo en los últimos tiempos. La capacidad de producir más petróleo y gas natural de los pozos de mayor edad y para desarrollar la nueva producción que se creía imposible, ha sido valiosa para la producción doméstica de energía. Sin fracturación hidráulica, sería imposible tener producción en shale.

El reto en México

Mucho hay por hacerse en México para desarrollar la técnica de la fracturación hidráulica y aprovechar el potencial energético inherente al shale gas/oil. Es indispensable investigar, usar, normar, regular, monitorear acerca de la fracturación y, sobre todo, no desequilibrar los mantos freáticos del país y evitar agotar y contaminar el agua fresca de la superficie, con base en información técnica y análisis de ingeniería total, así como con una visión ambiental y económica.

Perspectiva del uso de los elementos de la fracturación

Agua

El uso de los mantos freáticos u agua dulce como medio acuoso para llevar pozo abajo los agentes y aditivos podrá ser desechado en menos de cinco años con técnicas como:

- Reducción del porcentaje de agua utilizada por otro medio de transporte, como gas licuado.
- Uso de aguas recicladas o salmueras.
- Reciclado del aguas residuales proveniente de la formación de producción.

La tabla siguiente muestra el consumo de agua proveniente de acuíferos en algunos países. En 2010, México extraía 29.45 km³ al año, de los cuales 72% se destinaban a irrigación, 22% a uso doméstico y 6% a la industria.

The 15 nations with the largest estimated annual groundwater abstractions (2010)⁵ are:

Country	Population 2010 (in thousands)	Groundwater abstraction			
		Estimated groundwater abstraction 2010 (km ³ /yr)	Breakdown by sector		
			Groundwater abstraction for irrigation (%)	Groundwater abstraction for domestic use (%)	Groundwater abstraction for industry (%)
India	1224614	251.00	89	9	2
China	1341335	111.95	54	20	26
United States	310384	111.70	71	23	6
Pakistan	173593	64.82	94	6	0
Iran	73974	63.40	87	11	2
Bangladesh	148692	30.21	86	13	1
Mexico	113423	29.45	72	22	6
Saudi Arabia	27448	24.24	92	5	3
Indonesia	239871	14.93	2	93	5
Turkey	72752	13.22	60	32	8
Russia	142985	11.62	3	79	18
Syria	20411	11.29	90	5	5
Japan	126536	10.94	23	29	48
Thailand	69122	10.74	14	60	26
Italy	60551	10.40	67	23	10

¹ Margat, J., and J. van der Gun. 2013. *Groundwater around the World*, CRC Press/Balkema

² Vrba, J., and J. van der Gun. 2004. *The World's Groundwater Resources*, http://www.un-igrac.org/dynamics/modules/SFIL0100/view.php?fil_id=126

³ *Ibid.*

⁴ Siebert, S., et al. 2010. Groundwater use for irrigation. *Hydrology and Earth Systems Science*, 14, 1863–1880. www.hydrol-earth-syst-sci.net/14/1863/2010/doi:10.5194/hess-14-1863-2010

⁵ Margat, J., and J. van der Gun. 2013. *Groundwater around the World*. CRC Press/Balkema

Químicos

Al cambiar el tipo de medio acuoso se podrá reducir la cantidad de químicos. El uso de estos componentes ayuda a inhibir el crecimiento de las bacterias, previene la corrosión del revestimiento del pozo, entre otros múltiples fines. Los químicos aseguran que el trabajo de fracturación sea eficaz y eficiente, evitando que las fracturas realizadas se cierren.

El número de aditivos utilizados en un tratamiento de fractura típico consiste en concentraciones muy bajas de entre 3 y 12 productos químicos, dependiendo de las características del agua y de la formación a fracturar.

Cada componente tiene un propósito específico de ingeniería. Por ejemplo, los fluidos predominantes que actualmente se utilizan con base de agua tienen aditivos de reducción de fricción, por lo que se conocen como "aguas aceitosas". La adición de reductores de fricción permite que los fluidos de fracturación y arena, u otros materiales sólidos denominados "agentes de sostén", sean bombeados a una velocidad más alta y con una presión menor que si se utilizara solamente agua.

Además de reductores de fricción, otros aditivos incluyen: "biosidas" que previenen el crecimiento de microorganismos y reducen la contaminación biológica de las fracturas; eliminadores de oxígeno y otros estabilizadores para prevenir la corrosión de las tuberías de

metal, y ácidos que se utilizan para eliminar cemento y cualquier otro escombros dentro de la perforación o alrededor de la misma.

Combustible

El equipo con motor diesel se utiliza en la perforación de pozos y bombeo de líquidos, cemento, entre otros. Esto puede ser una fuente preocupante de contaminantes, como partículas y emisiones de carbono que contribuyen al calentamiento global. Y el combustible diesel es caro.

El año pasado, Apache, un operador de petróleo y gas con sede en Houston, anunció que se convertiría en la primera compañía para impulsar un trabajo de *fracking* con motores que utilizan gas natural. Además de reducir las emisiones, la compañía redujo sus costos de combustible en un 40%. También introdujo otra novedad, silos de almacenamiento vertical para la arena utilizada en la fracturación, alimentados por paneles solares. La compañía también ha desarrollado camiones bombas para gas natural, que pueden reducir el consumo de diesel en sitio, en un 60% - 70% por ciento.

Un shale más limpio

Algunos operadores están trabajando en la sustitución de productos químicos perjudiciales utilizados en el proceso con mezclas más benignas, o para limpiar el agua que se ha utilizado en la fracturación. Otros innovadores están buscando reemplazar equipos de bombeo con motor diesel a motores que funcionan con gas natural o energía solar.

Tales esfuerzos deberán ganar en México y en el mundo más apoyo con el fin de que pueda determinarse de manera más realista cómo mitigar el impacto de la fractura hidráulica, en vez de luchar en contra de su uso.

Sin embargo, es importante considerar que no todos los países tienen el mismo nivel de financiamiento, estabilidad, tecnología, cultura o dependencia de los combustibles fósiles, es por eso que en México se torna imprescindible:

- a) Revisar las políticas de cada entidad federativa de la extracción y uso del agua de los mantos freáticos en donde se realice la actividad de shale gas/oil.
- b) La Comisión Nacional del Agua deberá contar con un centro de monitoreo continuo del tipo de agua usada, tratada o reciclada en las fracturas de shale. Dentro de la misma CONAGUA, deberá existir un Consejo de Protección de Aguas Subterráneas. El Consejo de Administración estaría integrado por representantes de los organismos reguladores estatales responsables de la protección de las aguas subterráneas y la actividad de inyección subterránea.
- c) La SENER y la CNH deberán poner a disposición del público un sitio en internet para dar a conocer las sustancias químicas registradas y utilizadas para la fracturación hidráulica por zona y pozo. Para ayudar a los usuarios a poner esta información en

perspectiva, el sitio también ofrecerá información objetiva sobre la fracturación hidráulica, los fines que persigue y los medios por los que el agua subterránea está protegida. El sitio no tendrá la intención de argumentar a favor o en contra del uso de la fracturación hidráulica ni proporcionar un análisis científico del riesgo asociado a esta actividad.

Algunos datos del sitio:

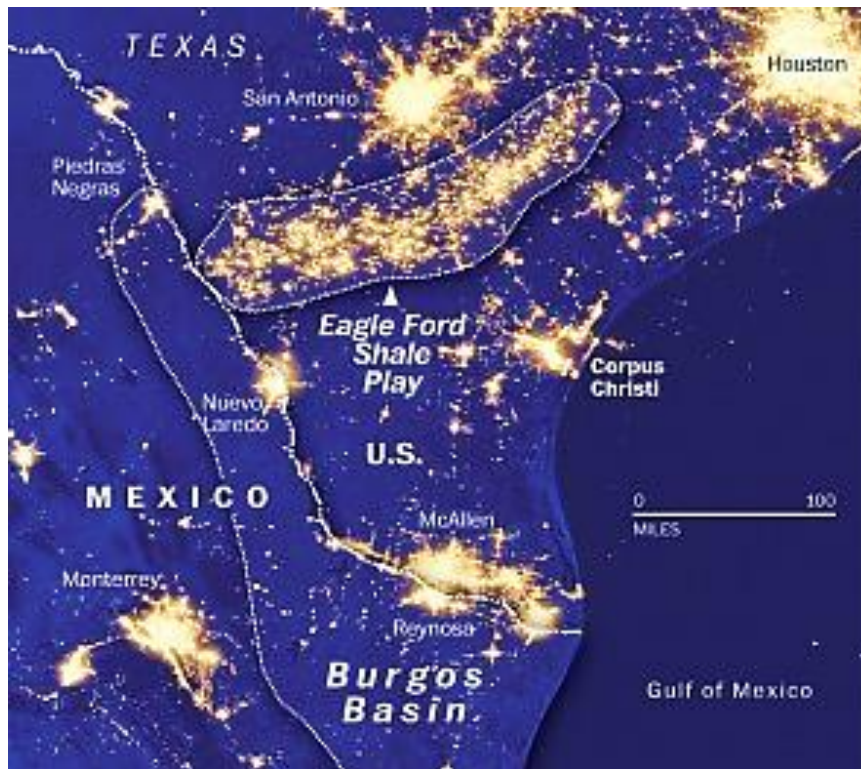
- Nombre del pozo y su ubicación en el mapa interactivo.
- Quien lo fracturó y la técnica usada.
- Tipos de componentes de la mezcla agua, gas, arena y químicos.

El problema para activar el *fracking* en México no radica en el volumen de agua usada en la fracturación Hidráulica de los pozos de shale gas y oil, sino en la técnica que se necesita aplicar en cada pozo que se termina y pretende poner a producir. Se trata de una explotación masiva que requiere de inversión continua, siendo la terminación de los pozos la que mayor porcentaje de inversión requiere. Actualmente en México, estamos en fase de exploración de shale gas y oil, ocasionando que los costos estén casi al doble del promedio del que se tiene en Estados Unidos. Es decir, se tiene que acelerar la investigación, delimitación y información de las zonas en México, para poder reducir los costos y pasar a la explotación.

Esto significa que por el momento hay que explotar en forma masiva, con base en eficiencia de volumen operativa, pero con adecuada regulación, monitoreo y en la cultura de la protección al entorno.

Recordemos que en México el shale gas se ha desarrollado en la parte Norte, en la cuenca de Burgos, donde se han perforado 25 pozos, mientras que en EUA, tan sólo en la parte de Eagle Ford, suman 5,400 pozos desde el 2008.

Vista de Eagle Ford.



Reflexión

- Es necesario realizar fracturas en shale gas/oil por ser formación de baja permeabilidad y requiriendo su inducción para producir.
- Es posible reducir el uso de agua potable para la fractura utilizando alternativas de aguas provenientes de la formación, residuales o de otro tipo.
- Uso de geles o gas.
- México no pudo abandonar los proyectos de shale gas/oil porque con ello se podría equilibrar el consumo interno con la exportación de crudo y gas. Eagle Ford pasó de producir 50 mil barriles diarios en 2007 a 1.4 millones.
- En Estados Unidos se invierte en shale gas/oil entre 80 y 90 Mil millones de dólares, en México sólo 198 millones para el 2014.
- Se requieren regulaciones especiales para la explotación de shale oil/gas que promuevan la adopción de las mejores prácticas internacionales sobre el uso de recursos naturales, concentrándose en las terminaciones de los pozos.