

Fractura hidráulica de yacimientos

Por Guido Fava*

La fractura hidráulica, que en inglés se conoce como “fracking”, es un método para mejorar la producción de yacimientos de petróleo y gas que se usa desde hace más de 50 años, con buenos resultados para la producción y el ambiente. A partir del desarrollo generalizado de yacimientos no convencionales, esta operación toma una importancia desproporcionada, tanto por ser imprescindible para su producción como peligrosa para la naturaleza.

Los hidrocarburos se encuentran en la naturaleza atrapados en rocas porosas, en forma semejante al agua en los acuíferos. El reservorio, también llamado yacimiento, es una unidad que consiste en: una roca con poros, los fluidos gas, petróleo y agua, y una roca sello que evita el escape de éstos a la superficie. Estos son los llamados yacimientos convencionales

Los fluidos se mueven por este medio a través de los poros intercomunicados que son de diámetros entre 1 y 100 micrones, y a través de fisuras y otras cavidades con dimensiones del orden de los milímetros.

La velocidad con que se mueven los fluidos en estos huecos está dada por la ecuación de Darcy:

$$v = \frac{K \Delta p}{\mu L}$$

donde v es la velocidad de flujo, Δp es la diferencia de presión a través de la roca en puntos a una distancia de longitud L entre sí, μ es la viscosidad newtoniana del fluido y K es la permeabilidad, una propiedad macroscópica de la roca.

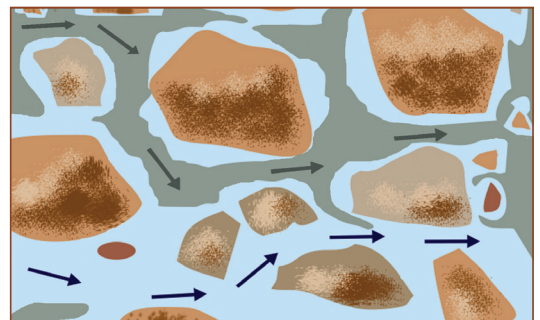
La unidad en que se expresa esta permeabilidad es el Darcy (D). Una roca, o un lecho de arena, tiene 1 D cuando permite fluir agua a 1 centímetro por segundo, impulsada por una diferencia de presión de 1 atmósfera en un centímetro. Los yacimientos normales tienen entre 1 y 0.001 D (1000 y 1 mD). Con permeabilidades menores se considera que la explotación no es económica, porque el caudal con el que el petróleo y/o gas llegarían a los pozos sería muy bajo.

El caudal Q está dado por la cantidad de fluido que cruza un área determinada a la velocidad v ,

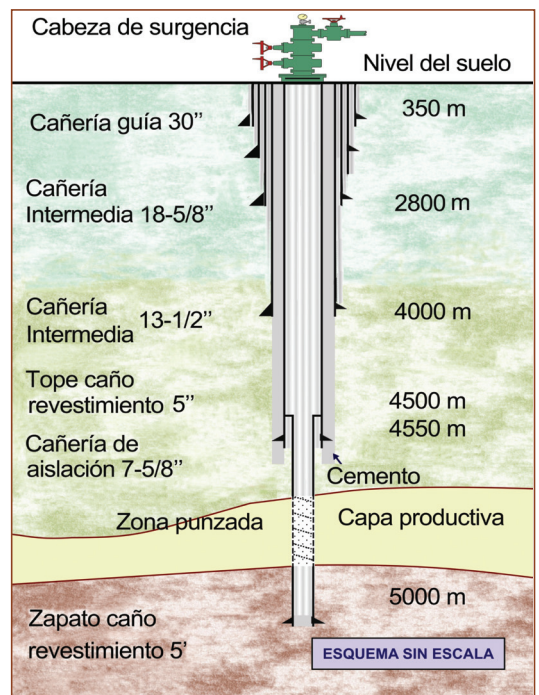
$$Q = v \cdot A$$

que resulta en centímetros cúbicos por segundo, o en metros cúbicos (m³) por día, lo que es más práctico.

Los combustibles se extraen por un pozo entubado. Entre el nivel del suelo y la capa del yacimiento (a varios kilómetros de profundidad) el tubo está formado por varias cañerías concéntricas de acero, cementadas entre ellas y contra la roca, que llegan a diferentes profundidades. El tubo entra en contacto con la capa hidrocarburífera a través de orificios punzados en el mismo. Los fluidos circulan a través del lecho poroso, impulsados por la diferencia de presión entre el reservorio y el pozo, que es un punto de baja presión y suben por este.



Agua y petróleo fluyen entre los poros de la roca



Esquema del entubado típico de pozo profundo. La tubería de producción se ha omitido

El área de roca expuesta al pozo está limitada por el espesor de la capa hidrocarburífera (el yacimiento) y el perímetro del caño.

Una de las formas de aumentar esta área de flujo es atravesando la capa en una dirección que forme un ángulo con respecto a la vertical, cuanto mayor el ángulo mejor, hasta el límite de 90°, es decir penetrando la capa horizontalmente.

Desde hace más de treinta años existen instrumentos y técnicas capaces de guiar la perforación a lo largo de miles de metros paralelamente a los estratos, sin salirse de la capa de interés.

Un pozo entubado normalmente con un caño de 127 mm de diámetro externo, si atraviesa verticalmente una capa de 10 metros (m), presenta un área perimetral de 4 m² en contacto con la roca. En cambio entrando horizontalmente se le puede dar una longitud de 100 o 200 m, con lo que el área resulta de 40 a 80 m².

La fractura como técnica

Existe otra forma de aumentar el área con que el pozo colecta los fluidos, la que fue desarrollada con anterioridad a los pozos horizontales mencionados. Se comprobó que la resistencia mecánica de las rocas reservorio se puede vencer con presión generada hidráulicamente y de esta manera generar artificialmente fracturas que sirvan de canales para llevar los fluidos hacia el pozo, como ocurre en reservorios que tienen fisuras naturales.

Las cañerías cementadas que se usan normalmente en las instalaciones del pozo, pueden contener con seguridad la alta presión, de aproximadamente 1000 bar (1), ejercida por una bomba de agua necesaria para provocar la rotura de la roca.

Naturalmente, una vez que se deja de bombear, la roca tiende a cerrarse, con lo que sería poco lo que se gana en productividad. Para evitar este cierre de la fractura, se bombea un agente sostén. Esto consiste en un material granulado con un tamaño uniforme, mezclado con un gel. Un agente sostén muy común es arena tamizada.

Este gel cargado con arena se introduce dentro de la roca cuando se fractura. Cuando la fractura tiende a cerrarse, atrampa la arena que queda manteniéndola abierta y presentando entre los granos amplios caminos de flujo equivalentes a decenas de Darcys.

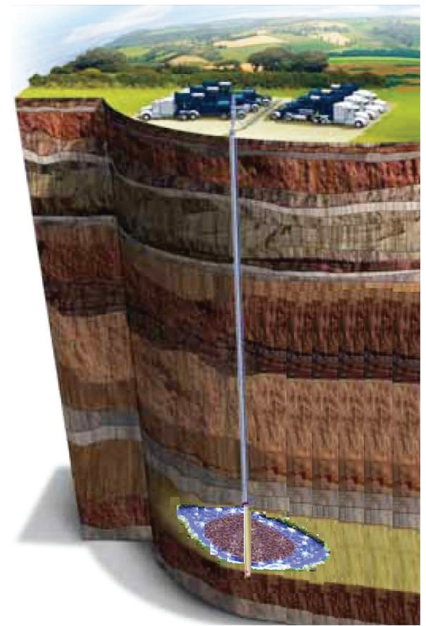
El sistema pozo - roca queda, con una fractura de varias decenas de metros de altura que penetra hasta cientos de metros en el yacimiento. El área de las caras de esta fractura puede ser de miles de metros cuadrados. Los fluidos colectados en esta área se conducen al pozo a través de la arena gruesa que la rellena. La matriz porosa de la roca va recargando fluidos a la fractura a medida que se extrae por el pozo.

Esta técnica ha dado resultados excelentes al multiplicar varias veces el caudal de combustible con respecto al anterior a la fractura. A su vez, al mejorar la productividad de cada pozo, es posible perforarlos más espaciados (hacer menos pozos), lo que contribuye a recuperar la inversión de la fractura.

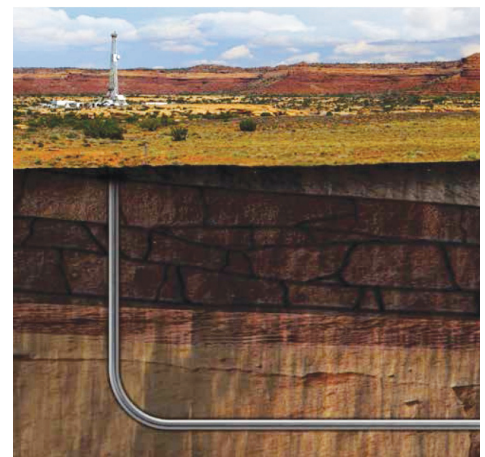
La operación de fracturado implica movilizar camiones bombeadores (de unos 2000 HP, 300 litros por segundo) y conexiones de alta presión (1000 bar), unidades mezcladoras de gel y arena, cisternas de agua, camiones de transporte del agente sostén y otros compuestos químicos constituyentes del gel y con otros usos varios, y piletas portátiles para contener fluidos.

Entre los fluidos que es necesario contener está el agua que el pozo devuelve después de la operación, que además de las sales del subsuelo contiene los aditivos mencionados, todo ello potencialmente contaminante.

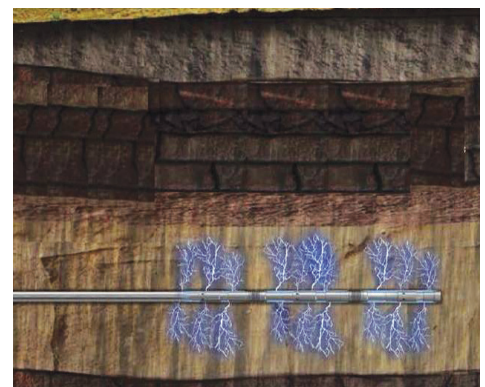
Normalmente el agua se toma de un río o lago (no se puede usar agua de mar porque reacciona con los aditivos y la roca), se filtra de forma que no pasen partículas de más de 2 micrones y se almacena



Operación de fractura. Cortesía de Schlumberger



Representación de un pozo horizontal (sin escala). Cortesía de Schlumberger



Esquema de pozo horizontal con fracturas múltiples. Cortesía de Schlumberger

en tanques en el lugar del trabajo.

Los volúmenes involucrados están en el orden de los 100 m³ (100.000 litros) en una operación.

Hidrocarburos en lutitas

Hacia 1980, al observarse la disminución de reservas en los yacimientos convencionales la atención de los exploradores se volvió al petróleo y el gas existente en las rocas madre que los generaron. Durante cien años se había considerado que la importancia de estas rocas era haber formado los hidrocarburos que luego migraron lentamente a los reservorios desde dónde se han explotado, pero nunca se pensó que fuera posible extraerlos de estas rocas madre con baja porosidad y permeabilidad entre 0.1 y 0.0001 mD.

Dichas rocas se formaron por la compactación y posteriores transformaciones de arcillas con alto contenido de materia orgánica; se trata de lutitas (*shale* en inglés), un tipo de rocas sedimentarias.

Desde hace más de una década se vienen haciendo explotaciones comerciales en estos tipos de roca. La formación (2) Barnett Shale, en Texas, Estados Unidos, es un reservorio de permeabilidad ultra baja (entre 5x10⁻⁴ y 7x10⁻⁵ mD) que tiene una importante producción.

Algunos estudios recientes (3) ubican rocas de este tipo potencialmente gasíferas en la cuenca paranaense abarcando el norte del territorio uruguayo. Se estima en 57.000 millones de metros cúbicos el gas recuperable, y

100 millones de metros cúbicos el petróleo, ambos en la formación el Cordobés (4), que, dentro de Uruguay, ocupa los departamentos de Tacuarembó, Salto, Paysandú, Artigas y Rivera.

Para explotar estos yacimientos, y hacer lo que hasta hace poco se consideraba imposible, se recurre a perforación intensiva de pozos horizontales, a los que a su vez se les hacen múltiples fracturas.

Mientras que en un yacimiento convencional, como el descrito al inicio de la nota, la fractura proporciona una mejora al flujo de extracción del combustible, en un yacimiento en lutitas se considera que dónde no alcanzan a llegar las fracturas no se extrae fluido.

Por esto, siendo el largo de las fracturas de unos 75 a 100 metros a ambos lados de cada pozo, para cubrir y aprovechar toda el área del yacimiento los pozos deben ubicarse de tal forma que dónde termine la fractura de uno llegue la del otro. El espaciamiento entonces resulta de unos 150 a 200 metros entre pozo y pozo, esto implica que son necesarios cientos de pozos para explotar los yacimientos en lutitas.

Con los años, la arena de relleno tiende a ser expulsada de la fractura, con lo que se hace necesario refracturar estos pozos varias veces.

Los yacimientos clásicos, convencionales, una vez perforados los pozos, se manejan con poco personal e inversiones de mantenimiento. En los de lutitas en cambio, las inversiones son intensas durante toda la vida, así como el empleo de personal calificado.

La técnica de fracturar es esencialmente semejante a la que se aplica en los yacimientos convencionales; lo que cambia es que son mayores los volúmenes de agua involucrada.

Cuencas sedimentarias con lutitas potencialmente gasíferas. Según EIA - ver nota 3 (b) -



Riesgos del método

El problema del suministro de agua es uno de los inconvenientes principales del desarrollo por fracturas. Se han observado trabajos de este tipo que consumen 30.000 m³ de agua y 2.000 toneladas de arena en una operación que dura unos pocos días, naturalmente esto depende de las características del yacimiento. Estas operaciones se pueden repetir todos los meses durante la vida del yacimiento. Si se compara con el consumo diario de agua de ciudades como Salto o Paysandú, estimado entre 10.000 y 20.000 m³ se tiene una idea de la dimensión del problema. Sin duda que un drenaje de tal porte tiene un impacto ambiental y compite con el consumo humano, agrícola e industrial. Sin embargo, Uruguay tiene capacidad para abastecer estas operaciones, contando con el río Uruguay, el Plata, el Negro y sus represas.

A consecuencia de este insumo, surge el problema de la disposición del agua de retorno. Un 20% del volumen usado para crear la fractura es devuelto inmediatamente, y en los meses siguientes el pozo va sacando el resto, junto con el agua que normalmente se produce con el gas. Además de los aditivos que se han usado en el fluido fracturador, esta agua trae las sales de la roca con la que estuvo en contacto, además de mezclarse con el agua salada del subsuelo. Estos grandes volúmenes de agua

así contaminada no se pueden verter en ríos, lagos ni al mar, ni pueden volcarse en los campos.

La clásica solución, que se ha aplicado en yacimientos convencionales con fractura, es ubicar un acuífero de agua salada, no apta para ningún uso, e inyectarle el agua residual. A ese efecto suelen servir los acuíferos que frecuentemente subyacen a los reservorios de petróleo. En esos casos, además, suelen usarse pozos petroleros existentes ya sin uso por su baja o nula producción.

Para poder usarse como sumidero, las sales del agua residual no deben reaccionar con las del agua del reservorio, ni con la roca.

Si se encontrara un acuífero adecuado, salado, deberán perforarse pozos sumideros, es decir pozos por los cuáles inyectar por bombeo el agua residual, lo que aumenta el costo de la explotación además de las tuberías y las bombas para inyectar el agua a presión. Si no existiera tal acuífero, podría no ser viable la explotación.

Frente a los dos problemas mencionados, gran volumen de agua necesaria y disposición del agua devuelta con sales disueltas y aditivos, la solución dada a ambos en América del Norte ha sido la de reciclar el agua mediante destilación. Lógicamente esto incrementa las inversiones y los costos, lo que se justifica porque disminuye el consumo y reduce notablemente la necesidad de pozos vertederos (alguno siempre se necesita puesto que no es posible reciclar el 100% del agua).

Acuíferos

Pero esto no es todo. Las fracturas en yacimientos convencionales se hacen en una arenisca o una caliza entre dos capas sellantes de lutita. La resistencia mecánica de estas rocas sellos es mucho mayor que las rocas reservorios, por lo tanto la fractura se va a extender, con cierta incertidumbre en su dirección pero siempre dentro del reservorio, o yacimiento. No existe la posibilidad de atravesar el sello mientras exista una roca más blanda donde se alivien las tensiones.

En cambio al fracturar una lutita impregnada de hidrocarburos, como no existe nada más duro que esa roca no hay capas que actúen como sello que puedan contener la fractura. Existe el claro riesgo de que la fractura se extienda hacia arriba alcanzando capas de agua potable. Si esto ocurre, los hidrocarburos y el agua salada del yacimiento entrarían en contacto con el agua potable, inutilizándola para uso humano y agrícola. Esto ha sido motivo de la moratoria del método en Francia.

En general los yacimientos terrestres, convencionales o no, atraviesan necesariamente capas de agua potable cercanas a la superficie sin perjudicarlas. Esto se asegura usando doble o triple cañería de aislación, como la que se describió al principio del artículo, e inspeccionando frecuentemente la adherencia del cemento por medio de equipos de ultrasonido. Cumpliendo con esquemas semejantes no es razonable pensar que los acuíferos poco profundos, los de agua potable o para uso agrícola, se puedan contaminar sistemáticamente con hidrocarburos, según amplia experiencia mundial.

Sí es prudente plantearse qué consecuencias puede tener una pérdida a través de cualquier pozo de petróleo

o gas, sobre un acuífero como el Guaraní con mil millones de metros cúbicos de agua. Esto ha ocurrido esporádicamente, también según vasta experiencia mundial, cuando hay deficiencias en la cementación.

En Uruguay, de comprobarse que la roca impregnada es la lutita de la formación El Cordobés, el riesgo mayor sería que las fracturas alcanzaran las areniscas del acuífero Guaraní. Sin embargo, éste se ubica varios cientos de metros por encima, aparentemente fuera del alcance de las fracturas, contando con la integridad del cemento del pozo.

Además del riesgo de afectar un acuífero de agua potable, algunos autores (5) creen que se pueden inducir sismos. Ellos relacionan sismos ocurridos en Norteamérica en zonas de yacimientos de lutitas con la inyección de agua en placas potencialmente deslizantes. Por lo que en zonas propensas a los sismos habría un riesgo de inducirlos.

A modo de conclusión

La posible existencia de gas de lutitas en el subsuelo uruguayo abre una nueva perspectiva energética y laboral. La contraparte, está en las medidas a tomar para evitar los notorios riesgos. En caso de darse las condiciones más desfavorables (por ejemplo si no fuera posible usar un acuífero salado como depósito de vertidos, o si el Guaraní pasa muy cerca de la roca a fracturar), la explotación de estos yacimientos no resultaría viable, o tendría que esperar una alternativa a la fractura.

Notas

1. Unidades: Un bar es aproximadamente igual a 1 atmósfera de presión. 1bar=0,9809 atm = 100 000 Pascal.

2. Formación es una unidad rocosa que agrupa un conjunto de estratos, o capas, con un determinado tipo de rocas y sedimentos con propiedades definidas (como el color, el tamaño de los granos, o la presencia de fósiles), que nos permiten diferenciarla de las adyacentes.

3. (a) Boyer, C., Clark, B. et al. (2011) "Gas de lutitas: un recurso global", *Oilfield Review*, Otoño de 2011: 23, no. 3; (b) U.S. Energy Information Administration (EIA) (2013) "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States" (Junio de 2013) EIA, recuperado de www.eia.gov. (c) Kuuskaa, V., Stevens, V. et al. (abril de 2011) "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States" EIA, Recuperado de www.eia.gov.

4. Blanco Ybáñez, A., Vivas Hohl, J. (2011) "Shale frac: un acercamiento a esta nueva tecnología", *Revista Petrotecnia* abril, 2011.

5. (a) Lockard, G. (Octubre 28 de 2013) "Examining the Link Between Fracking, Earthquakes" recuperado de

http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/129688/Examining_the_Link_Between_Fracking_Earthquakes; (b) Choi, C. (agosto 6, 2012) "Fracking Earthquakes: Injection Practice Linked to Scores of Tremors" recuperado de <http://www.livescience.com/22151-fracking-earthquakes-fluid-injection.html>

***Guido Fava es Ingeniero de explotación de yacimientos, por la Universidad de Buenos Aires, Argentina. Ingeniero de Reservorios Senior en Schlumberger Oilfield Eastern, Kuwait. (guidofava@yahoo.com)**