



Shale frac: un acercamiento a esta nueva tecnología

Por Ing. Alberto Julio Blanco Ybáñez
Ab Energy Advisors, Galicia, España

Dr. Ing. Julio Vivas Hohl
Gemat Ingeniería, Neuquén, Argentina

Durante las últimas dos décadas se ha introducido una nueva técnica de fractura hidráulica que se realiza en formaciones no convencionales y que a pesar de constituir enormes depósitos de gas, sus características petrofísicas no permitían desarrollarlas en forma económica.

En efecto, dichas formaciones, conocidas como *shales* (esquistos), poseen enormes reservas de gas, pero hasta hace pocos años atrás no se había desarrollado una tecnología capaz de extraer estas riquezas en forma económica. En los Estados Unidos se ha estado aplicando este procedimiento, llamado *shale frac* a formaciones masivas de esquistos que contienen gas como la Marcellus Shale y la Barnett Shale, entre otras.

Ante la posibilidad de que operadores en la Argentina utilicen esta técnica en sus yacimientos en un futuro cercano, se realiza la presente publicación técnica con el propósito de explicar, en forma amena y sin generar gran complejidad con detalles de diseño y ejecución, la esencia de la metodología utilizada, sus fundamentos técnicos y el modo de aplicación a nivel operativo. Se presta especial atención en la extracción de gas de dichas formaciones

Si bien las reservas de gas existentes en los esquistos (*shales*) yacientes en las cuencas Mendocino-Neuquina (Fm. Vaca Muerta y Fm. Lajas, entre otras) y en la cuenca Santa Cruz Sur no son un descubrimiento reciente y su existencia es ampliamente conocida desde hace años, los precios incrementales del gas y la declinación natural por producción de las reservas disponibles actualmente, han derivado en un alto interés en explotar comercialmente el gas contenido en ellas.

Para explicar la metodología utilizada haremos una analogía con las formaciones Marcellus Shale y Barnett Shale. A pesar de ubicarse en diferentes zonas geográficas en comparación con las argentinas, la edad de formación y sus características principales son similares y servirán de modelo.

Para tener una idea de la importancia adquirida por estas formaciones, en los Estados Unidos se estima que las reservas recuperables totales de gas contenido en reservorios de muy baja permeabilidad alcanza los 175 TSCF (5×10^9 KSMC) (2003 *National Petroleum Council*). En 2006, la producción estadounidense de gas proveniente de reservorios de muy baja permeabilidad alcanzaba los 3,2 TSCF/año, lo que representaba un 15% de la producción total de esa nación y su crecimiento se estima que llegará hasta los 6,8 TSCF/año hacia el 2025. A pesar de las enormes reservas, solo una pequeña fracción de ellas podría recuperarse si no se aplican métodos adecuados de fractura hidráulica.

Los horizontes productivos se hallan a profundidades variables, entre los 1500 y 3800 mbbp. La producción de este tipo de reservorios comenzó en los inicios de la década de 1980 cuando *Anadarko* hizo sus primeros trabajos en el área de Golden Trend en Oklahoma (EE. UU.).

Actualmente el desarrollo de esta tecnología está más aplicada a campos *onshore* (en tierra) que *offshore* (costa afuera), debido principalmente a la cantidad de equipos de mezcla y bombeo requeridos para cada operación y a la escasez de barcos estimuladores en cantidad suficiente como para desarrollar un campo de estas características en *offshore*.

Características generales de las formaciones *shales* y *tight sands* (arenas compactas)

Shales (esquistos)

Se conoce como *shale* a una formación que originariamente fue una acumulación de capas de arcilla o lodo y que debido a las diversas circunstancias geológicas, fue comprimida y dio origen a una roca sedimentaria de grano muy fino.

La Marcellus Shale se formó en el Devónico Medio, hace unos 380 millones de años. Durante ese tiempo, el material orgánico encerrado en la formación fue descomponiéndose formando metano y otros gases asociados. Hace unos 300 millones de años, la presión de ese gas confinado en los espacios porales de la roca, causaron fisuras y formaron los esquistos (*shales*). Estas fisuras –o porosidad secundaria– tienen una dirección preferencial, que en este caso particular es noreste-suroeste y constituye un dato fundamental cuando se planifica la perforación de un pozo altamente desviado u horizontal que atraviese dicha formación. La figura 1 nos muestra el aspecto de la Marcellus Shale.

La matriz no fisurada de la formación tiene una permeabilidad primaria al gas sumamente baja ($\sim 10^{-5}$ mD), lo que constituye una roca prácticamente impermeable a los líquidos. El gas migra a través de las fisuras, por lo tanto, es imprescindible conectar varias de ellas, por algún método mecánico, para poder alcanzar un caudal de producción suficientemente alto como para que el proyecto sea económicamente viable.

Alrededor del 75 al 80% del gas recuperable se ubica en el “núcleo” de esta formación, en el estado de

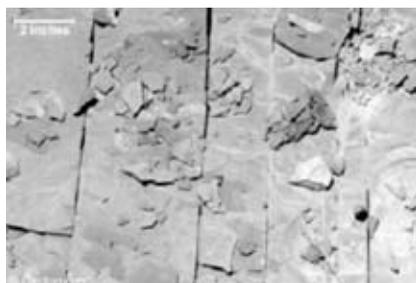


Figura 1. Aspecto de la Marcellus Shales

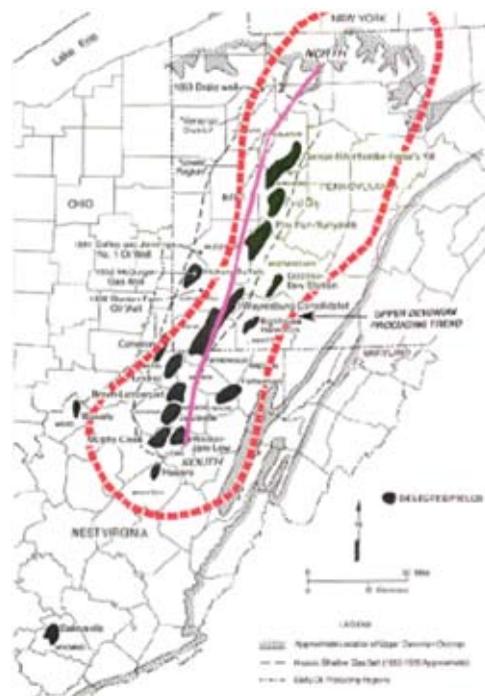


Figura 2. Ubicación geográfica de la formación Marcellus Shale

Pennsylvania (figura 2). La profundidad media de esta formación varía entre 150 y 3300 m.

La Barnett Shale es un reservorio de permeabilidad ultra baja (entre 5×10^{-4} y 7×10^{-5} mD), naturalmente fisurado, formado por depósitos de organismos marinos de la Era Missisipiana que yace en forma no-conformada sobre roca ordovícica (*Viola Limestone del grupo Ellenburger*). Tiene un espesor de entre 80 y 250 metros en el núcleo, en el yacimiento Fort Worth. El núcleo presenta alguna fisura natural y se encuentra sobrepresurizado, lo que ocasiona un crecimiento complejo de una fractura hidráulica inducida.

Aquel lector interesado en este artículo, pero no versado en Geología, puede asimilar este tipo de formaciones con las lajas que acostumbra a utilizarse en construcción como ornamentación o para recubrir superficies, como veredas. Dichas lajas, conocidas comúnmente como “pizarras”, se colocan unas sobre otras pegadas por material cementante arcilloso que las mantiene unidas a nivel formación. Cuando se las separa, en canteras a cielo abierto, se despegan a lo largo de planos preferenciales. Imagine ahora dicha estructura colocada a gran profundidad en la cual las fisuras representan

las vías de escape del gas contenido dentro de la roca. Para poder alcanzar ese gas es necesario romper la roca y conectar esas fisuras con el pozo.

Tight sands (arenas compactas)

Contrariamente a las *shales*, las arenas compactas son formaciones compuestas principalmente por areniscas muy finas, normalmente de origen marino, con porosidades primarias menores al 10% y permeabilidades menores a 0,1 mD. Obviamente, el gas contenido en este tipo de rocas, al carecer estas de porosidad secundaria (ausencia de fisuras) tiene muy pocas posibilidades de alcanzar el pozo si no se fractura hidráulicamente la formación. Esta es la razón por la que los pozos gasíferos situados en los yacimientos Loma de La Lata y Lindero Atravesado, entre otros, deben fracturarse con operaciones masivas (MHF), utilizando diversos métodos de iniciación y diversión de la fractura, como la entrada limitada, por ejemplo.

Justificación de la fractura y consideraciones de diseño

El principal objetivo de realizar un tratamiento de estimulación en este tipo de reservorios es obtener un caudal suficientemente alto de gas que permita la explotación económica.

En pozos de crudo, la fractura hidráulica tiene el propósito no sólo de incrementar el área de flujo, sino de abrir un canal de alta conductividad por el cual pueda fluir libremente el crudo desde el reservorio hacia el pozo. Para crear conductividad, la fractura además de tener alta permeabilidad en el canal, también debe tener anchura, ya que debe conducir un fluido viscoso a lo largo de esta a una determinada velocidad con una caída de presión mínima.

En el caso de pozos de gas, como carecen de alta viscosidad, ya que su valor es varios órdenes de dimensión inferior a la correspondiente al crudo, es mucho más importante el área del flujo que la conductividad del canal. Es por ello por lo que en este caso la superficie se crea por incremento de la longitud –o penetración horizontal– de la fractura. El incremento del área de flujo en comparación con un pozo sin fracturar puede llegar a ser del orden de 10^6 o mayor.

Pozos horizontales vs. verticales con fractura hidráulica

Los espacios porales que contienen estas rocas no son suficientemente amplios como para generar un movimiento masivo de las moléculas de gas contenidas en su interior. Como se mencionó en el párrafo anterior, es necesario hacer uso de una metodología alternativa para producir este gas.

Los esquistos pueden contener fracturas naturales (fisuras) que permiten el movimiento del gas. Estas fallas son producidas por efecto combinado de la presión ejercida por las rocas superiores y el tectonismo natural de la corteza terrestre. De esta manera ha sido frecuentemente extraído el gas natural de formaciones fisuradas. No obstante, en los últimos años, ha habido un crecimiento de la extracción de gas de rocas sin fisuras o levemente fisuradas, mediante la creación artificial de un canal conductivo.

La construcción de un canal de gran longitud horizontal puede derivar actualmente de dos técnicas diferentes, a saber:

- Pozos horizontales, los cuales son fracturados –o no– a posteriori.
- Pozos verticales con fractura hidráulica.

Pozos horizontales

Este tipo de pozos es utilizado en forma masiva en esta clase de reservorios. Desde la década de 1980 han sido perforados en el Devónico y, si bien resultaron ser un éxito en su momento, actualmente muchos de ellos se consideran ineficaces ya que su producción no alcanza caudales económicamente viables.

El inconveniente de los pozos horizontales se resume a que de acuerdo a estudios realizados (PhD M. Economides y otros), para que un pozo de este tipo acumule la misma producción que uno vertical con una fractura de longitud similar a la del pozo horizontal, el contraste de permeabilidad vertical (k_v) vs. permeabilidad horizontal (k_h) del reservorio no debe ser menor a 1,33 (figura 3), es decir:

$$\frac{k_v}{k_h} \geq 1,33 \quad \text{ó} \quad k_v \geq 1,33k_h$$

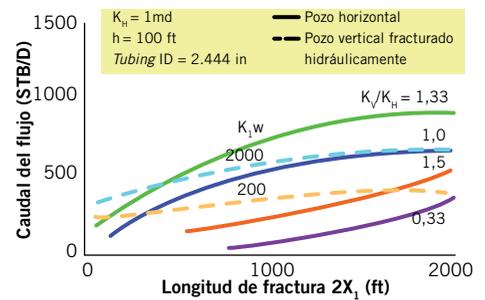


Figura 3. Efecto de la anisotropía en un reservorio de baja permeabilidad y comportamiento de un pozo horizontal en comparación con uno vertical fracturado

Obviamente, para que dicha condición se cumpla debe existir una heterogeneidad en el reservorio. En otras palabras, el reservorio esquistoso debe estar fisurado.

Luego, el pozo horizontal –para maximizar la producción– debe intersectar la mayor cantidad de fisuras a lo largo de su trayectoria, por lo tanto, la mejor dirección es la ortogonal a la orientación general de las fisuras, las cuales son paralelas al esfuerzo horizontal máximo. Este hecho, desde el punto de vista de la geomecánica del pozo, introduce dificultades adicionales a la perforación, ya que se ve sometido a la peor combinación de esfuerzos laterales –verticales y horizontales mínimos–, lo que induce un mayor esfuerzo diferencial que incrementa ciertos parámetros de perforación, como la pérdida por filtrado del lodo y la densificación de este, entre otros, lo que resulta en una operación más riesgosa y mucho más costosa.

Lógicamente, el objetivo del presente *technical paper* no es discutir la perforación horizontal a través de los esquistos, por lo tanto, dejaremos este tema para centrarnos en el contenido de fractura hidráulica.

Se puede afirmar que en los últimos tiempos se han fracturado este tipo de pozos en varias etapas, con el fin de proveer artificialmente la permeabilidad vertical que necesita el reservorio. No obstante, esta operación no es sencilla ni económicamente accesible y requiere –para su correcta aplicación–, de técnicas y herramientas especiales y costosas.

Pozos verticales

No todos los operadores están convencidos de que el drenaje efecti-

vo y eficiente de este tipo de reservorios se debe realizar a través de pozos horizontales con fracturas ortogonales (perpendiculares a la dirección del pozo). Los altos costos comprometidos en esta tecnología hacen que se evalúe como factible la realización de un pozo vertical y luego una fractura masiva –llamada *shale frac*– cuya longitud permita alcanzar la misma profundidad dentro del reservorio que un hipotético pozo horizontal.

Nuestro análisis de aquí en adelante se centrará en esta posibilidad.

Tipos de fluidos y apuntalantes utilizados. Concentraciones y caudales de bombeo

La fractura hidráulica de rocas de baja permeabilidad es compleja. Los esquistos se dispersan en varias ubicaciones geográficas y su mecanismo de sedimentación podría variar considerablemente entre ellos, así como el campo de esfuerzos y tectonismo al que están sometidos. En otras palabras, un diseño de fractura hidráulica que resulta exitoso en un área puede no serlo en otra.

Fluidos

En un principio, entre las décadas de 1960 y 1980, se utilizaban –y aún se utilizan en muchos casos– fluidos a base de agua viscosificados con el agregado de un polímero –goma guar refinado (HPG o PSG), un elemento natural–, y reticulados con elementos metálicos como el borato. El agregado de determinados aditivos, como estabilizadores de viscosidad y de pH, controladores de filtrado y de arcillas, quebradores de gel, inhibidores de incrustaciones, entre otros, adecuaban las propiedades de este fluido a la roca, de manera de minimizar problemas de incompatibilidad química entre ambos elementos. La viscosificación del fluido, agregado al alto caudal de bombeo permitía crear la presión neta necesaria para mantener abierta la fractura y transportar el apuntalante necesario para mantener un canal de alta conductividad una vez que la presión hidráulica desapareciera luego de detener el bombeo.

También se utilizaban fluidos bifá-

sicos, como las espumas de nitrógeno (N_2) y dióxido de carbono (CO_2) con el fin de minimizar el volumen de agua introducido dentro del reservorio, que podía generar restricciones a la producción posterior de gas debido a la retención de agua capilar en este tipo de roca tan compatible con esta última (*water-wet*).

No obstante los esfuerzos realizados para optimizar los fluidos utilizados, presentan dos grandes inconvenientes para afrontar fracturas masivas que involucran inmensos volúmenes de fluido: el costo y su

manipulación.

Así, las incipientes mejoras tecnológicas produjeron sistemas fáciles de manipular y de bajo costo, aunque se sacrificaran algunas propiedades beneficiosas presentes en los fluidos convencionales y bifásicos.

El sistema de *slickwater fracturing* o fluido de “baja fricción”, que fue desarrollado inicialmente en la década de 1960 para fracturas convencionales, comenzó a ser utilizado nuevamente para la Barnett Shale en la segunda mitad de 1990. Mitchell Energy lo aplicó por primera vez

exitosamente en 1997 bombeando 800.000 galones de agua con 200.000 libras de arena a caudales superiores a 60 bpm. Luego, su aplicación se expandió rápidamente a otros operadores y yacimientos similares.

Este tipo de fracturas necesita un volumen de agua mucho mayor que una fractura convencional y –para este tipo de reservorios– es muy económica en relación con el retorno de producción de gas obtenido.

La *slickwater* es un fluido a base de agua a la que se agrega un bactericida, un inhibidor de arcillas (comúnmente KCl), un secuestrante de hierro, surfactante (isopropanol), para evitar las emulsiones, inhibidores de incrustaciones (Etilen-glycol) y un reductor de fricción (poliacrilamida parcialmente hidrolizada), que le confiere una muy baja viscosidad al fluido. También se agregan quebradores de gel para facilitar la degradación de los residuos de goma guar que queden en el canal conductivo. Debido a que el apuntalante es transportado a flujo turbulento, la viscosidad no es un factor determinante en su capacidad de suspensión.

Apuntalantes

Normalmente se utilizan tres tipos de apuntalantes para realizar esta clase de fracturas, que según su costo creciente son:

- Arena API (SG 2,65): que se usa en pozos someros y de profundidad media, hasta esfuerzos efectivos de cierre de 4000 psi aproximadamente.
- Cerámica de baja densidad (ISP) (SG 2,72): se usa en formaciones profundas y con esfuerzos efectivos de cierre de entre 4000 y 8000 psi.
- Apuntalante de baja densidad (SG 1,08 a 1,40): se usa en la misma zona que la arena API. Es muy costoso, pero su ventaja radica en su facilidad y sencillez de transporte y colocación y se requiere mucho menos peso para ocupar el mismo volumen. Para ciertas aplicaciones puede ser económicamente muy efectivo.

Estudios realizados recientemente permiten determinar que la conductividad ($k_f w$) económicamente óptima para producir este tipo de reservorios con fractura hidráulica está en el orden de 100 a 200 mD/pie aproximadamente. Es conocido, que la conductividad adimensional (FCD) óptima para el caso de pozos de gas ronda en un valor de 30. Luego, se puede determinar la longitud óptima que debe alcanzar nuestra fractura. En efecto, si se considera que la permeabilidad es de 2×10^{-4} mD, por ejemplo, luego:

$$FCD = \frac{k_f w}{12k_g X_f} \Rightarrow X_f = \frac{k_f w}{12k_g FCD}$$

Entonces, reemplazando valores:

$$X_f = \frac{100}{12 \times 2 \times 10^{-4} \times 30} = 1388 \text{ pies}$$

O en sistema métrico $X_f = 423$ metros.

Luego, el volumen de fluido necesario puede calcularse haciendo uso de un *software* comercial de fractura, y el tipo y tamaño del apuntalante se selecciona para obtener una conductividad de 100 mD/pie a condiciones de cierre en fondo de pozo. Se debe tener cuidado cuando se relaciona la conductividad a las tablas comerciales disponibles en el mercado, ya que están construidas realizando ensayos con salmuera y no con gas nitrógeno u otro, por ejemplo. Luego, una conductividad de 100 mD/pie, que para un pozo de crudo es un valor muy bajo, en un pozo de gas es altísimo, pudiendo ser la relación equivalente entre ambos del orden de 10^2 a 10^3 .

Normalmente la concentración de apuntalante necesaria para alcanzar dichos valores debe ser de 0,5 a 1,50 PPA, es decir, libras de apuntalante agregadas por galón de fluido de transporte.

Dichas concentraciones, que se consideran bajas, pueden ser acarreadas sin problemas por un fluido lineal de baja viscosidad a un caudal suficientemente alto, como el sistema *slickwater*, muy en boga en *shale frac*.

Consideraciones

Algunos operadores prefieren trabajar con fluidos aun más económicos: agua dulce inhibida, cuyas ventajas radican en lo siguiente:

- No deja residuos de polímero en el canal conductivo.
- Su mezcla y manipulación es más sencilla. Solo se emplean inhibidores de arcillas y de incrustaciones, secuestrantes de hierro, bactericidas y surfactantes.
- El ahorro de dinero en productos químicos puede invertirse en la compra de apuntalantes más costosos, pero más adecuados a las condiciones de la fractura, como los de baja densidad.
- Con respecto al filtrado dentro de la fractura, como la roca es prácticamente impermeable a los líquidos, la pérdida por filtrado a estos altos valores de caudales es perfectamente manejable y no representa ningún problema para la construcción de la geometría de la fractura.

La utilización de apuntalantes de baja densidad se incrementó en los últimos tiempos, como consecuencia de las amplias ventajas que poseen en comparación con las arenas API. Algunas de ellas son:

- *Facilidad de transporte dentro de la fractura:* si se considera que la fractura es una enorme ranura angosta, la velocidad del fluido dentro de ella tiende a disminuir por efecto del filtrado, y cae en un flujo laminar. Bajo estas condiciones, la capacidad de suspensión de un grano de apuntalante es directamente proporcional a su tamaño y densidad, e inversamente a la viscosidad del fluido que lo contiene (Ley de Stokes de sedimentación). Cuanto menores sean estos valores, más lenta será la velocidad de caída, lo que permite que el fluido los transporte profundamente dentro de la roca.
- *Un mejor perfil de colocación:* como consecuencia de lo dicho, y considerando una geometría ideal, el gradiente de deposición vertical del apuntalante tiende a ser constante, es decir, que sus granos quedan repartidos en forma más o menos uniforme por toda la superficie de la fractura. Esto es muy importante porque maximiza el área efectiva de flujo.
- *Menor cantidad de apuntalante para*

llenar la misma fractura: en efecto, si tomamos en cuenta que la gravedad específica de estos apuntalantes es del orden del 50% del valor correspondiente a la arena API, luego, a igualdad de peso, el volumen es el doble. Para llenar la fractura se necesita volumen. Así, en vez de mezclar a una concentración de 3,0 PPA con arena API normal, puede mezclarse a 1,50 de apuntalante liviano lo que facilita la operación. Ahora, el volumen de apuntalante a almacenar en la superficie (capacidad de silos) deberá ser el mismo, porque el volumen total es similar.

Medición del desarrollo de la fractura en tiempo real. La clave para delimitar el área de fractura

Los modelos de fractura son normalmente utilizados para optimizar el diseño de una fractura hidráulica. Ahora bien, más allá de estar bien desarrollados y difundidos a través de varios *softwares* comerciales, se deben tener en cuenta varias estimaciones y consideraciones para acercarse a resultados reales de formación durante una fractura. Los modelos de fractura calculan las dimensiones de ella –o geometría– de acuerdo a una serie de datos geomecánicos que se suponen acertados.

Lamentablemente, en la mayoría de los casos, esos datos son sólo estimaciones más o menos adecuadas y no pueden corroborarse hasta después de realizarse la fractura, en el mejor de los casos.

En efecto, durante la etapa de diseño se evalúan los registros sísmicos del pozo con el fin de estimar las constantes elásticas, especialmente el Módulo de Young y la Relación de Poisson, datos fundamentales para el diseño de la fractura. Pero estos valores son puntuales y varían a medida que aumenta la distancia del pozo.

Más comúnmente, los modelos de fractura son utilizados para “*match*” las presiones obtenidas durante el tratamiento y derivar una familia de valores para los principales parámetros, que si bien pueden no ser rigurosamente ciertos (lo que se intenta es desarrollar una ecuación con varias incógnitas), se aceptan como

un valor válido. Pero este proceso no resuelve una de las grandes incógnitas en el desarrollo de una fractura: la verdadera dirección –o *azimut*– de la fractura. Este componente es vital para el desarrollo y optimización del drenaje del reservorio.

La medición del desarrollo de la fractura en “tiempo real”, mediante métodos de medición superficiales o en fondo de un pozo testigo –llamados *fracmapping* o mapeo de fractura, ha ayudado no sólo a develar esta incógnita, sino a optimizar los *softwares* comerciales y los programas operativos, pudiendo cambiar estos últimos durante el desarrollo de la operación de acuerdo a los resultados de las mediciones realizadas en el momento (figura 4).

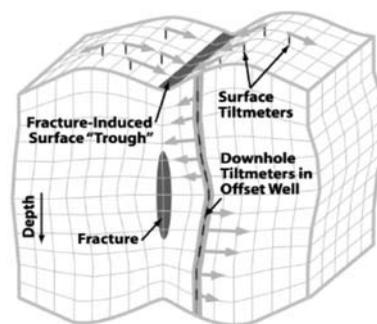


Figura 4. Fundamento básico del método Tiltmeter

Antes de entrar en detalles acerca de esta tecnología, se debe aclarar que se mide la penetración del fluido, es decir, la geometría de fractura creada, y no la colocación del apuntalante.

Existen dos tipos de técnicas desarrolladas para tales fines, una en superficie y la otra dentro de pozos testigos ubicados en las cercanías del pozo a fracturar:

- Microsísmica.
- Tiltmeter.

Microsísmica

Este método provee una imagen de la geometría de fractura en la formación y detecta eventos microsísmicos –o microtemblores– que son originados por la ruptura y desplazamiento de la roca por efecto de la fuerza hidráulica aplicada mediante bombas a un fluido que se inyecta en la formación.

La ubicación de estos eventos microsísmicos se determina median-

te receptores (geófonos) ubicados en un pozo testigo a la misma profundidad de la fractura hidráulica (más específicamente, consta de múltiples geófonos colgados de un cable conductor en el pozo testigo). Esos datos son conducidos a superficie mediante el cable eléctrico, recolectados y analizados en tiempo real por computadoras preparadas especialmente para tal fin.

Los datos son graficados y enviados a la Cabina de Control de fractura, para que los ingenieros encargados de la operación puedan decidir realizar modificaciones –o no– de acuerdo a la evolución de la geometría. Estos datos permiten también calibrar el modelo de fractura en tiempo real.

La figura 5 muestra el aspecto de una familia de datos tomados en una operación de cinco etapas. En algunos casos se ve superposición de unas con otras, indicando que en esa zona pudo haberse fracturado en una simple etapa y no en tres diferentes. (Ver detalle en la figura 9).

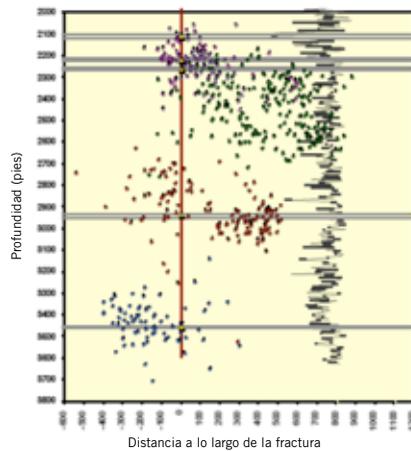


Figura 5. Vista lateral de eventos microsísmicos durante una fractura de 5 etapas

La primera etapa es la inferior (puntos azules) y la última es la superior (puntos grises). En el gráfico puede observarse que, mientras las dos primeras etapas (puntos azules y rojos) presentan una buena diferenciación, las tres últimas (puntos verdes, violetas y grises) se superponen debido al crecimiento vertical. Las etapas cuatro y cinco están manifiestamente superpuestas. Esto hace suponer que las tres últimas etapas pudieron haberse fracturado al mismo tiempo.

Tiltmeter

Este método provee una imagen de la orientación –o *azimut*– de la fractura y de su longitud horizontal. Es tomada con detectores –conocidos como “inclinómetros”– situados en superficie alrededor del pozo fracturado. Para aquellos que se interesan en el vulcanismo, es el mismo método que se emplea para monitorear la deformación de un cono volcánico.

Es muy preciso, pero solamente entrega una visión de la fractura en un plano horizontal, visto desde arriba. Detalles en la figura 6.

La importancia de esta operación de registro no radica simplemente en la calibración del modelo de fractura en sí, sino en la adopción de una herramienta de decisión rápida para el ingeniero a cargo de la operación, para poder continuar o no con la fractura, con el objetivo de optimizar la producción económica del pozo, ya sea prolongando la operación con el fin de alcanzar la longitud óptima estimada inicialmente o detenerla para evitar que la fractura penetre en zonas adyacentes no deseadas, como formaciones depletadas, contactos con agua, etcétera.

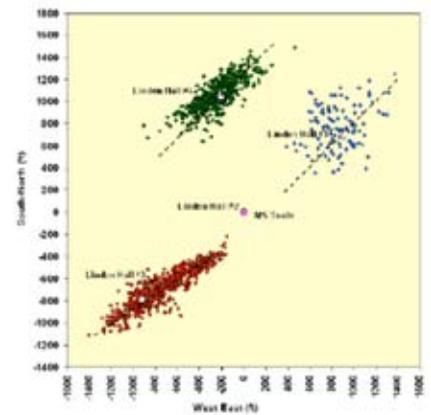


Figura 6. Ejemplo de Registro de Tiltmeter



Figura 7. Bomba de alta presión y alto caudal

Equipo de fractura necesario, descripción general y variables a considerar en la terminación de un pozo

Equipo de fractura

Líneas de tratamiento

Los altos caudales involucrados determinan la necesidad de utilizar varias líneas de tratamiento de alta presión a gran diámetro. Usualmente son de 4” de diámetro nominal con junta bridada, a diferencia de las de 3 1/2” con junta roscada. Las primeras permiten caudales máximos de 50 bpm, mientras que las segundas se utilizan hasta 30 bpm. El caudal está principalmente limitado por la erosión.

Equipo de bombeo

Las bombas a utilizar deberían ser del tipo de alta presión y alto caudal, con una potencia hidráulica nominal de 2000 a 3000 HHP (figura7).

Al seleccionarlas debe tenerse cuidado con el “ranqueado” de las bombas por encima de la presión estimada de trabajo, ya que muchas veces sólo se tiene en cuenta el cau-

dal máximo, pero no la presión a la que lo suministran.

Para hacer un cálculo ligero, se requiere tener en cuenta que la potencia es suministrada por un motor industrial montado en el chasis del equipo (Caterpillar V12, por ejemplo). Este motor tiene una potencia máxima y una curva de utilización determinada y constante.

La potencia hidráulica –que es un poco inferior a la potencia del motor, por razones de pérdidas y rendimiento mecánico e hidráulico–, puede

$$N[HHP] = \frac{Q(bpm) \times P(psi)}{40,8} = Constante$$

calcularse a través de la siguiente expresión:

Luego, fijando la presión de trabajo en psi, podemos calcular el caudal suministrado por una bomba genérica y este dato nos permitiría conocer la cantidad de bombas necesarias para realizar el trabajo.

Como se trata de un equipo que trabajará a potencia máxima durante largos períodos, usualmente no menos de tres horas, debemos tener en cuenta la provisión de capacidad de bombeo de respaldo suficiente, como

plan de contingencia ante cualquier inconveniente mecánico que surja o simplemente como alternativa que facilite el reabastecimiento de combustible con seguridad.

Equipo de mezcla

Generalmente los equipos de mezcla de apuntalante y fluido, conocidos comúnmente como “*blenders*”, tienen suficiente capacidad para poder manejar una operación convencional a alto caudal y concentración. Ahora, cuando hablamos de caudales mayores a 70 bpm, debemos asegurar que el *blender* provea apuntalante a la concentración indicada en el diseño, por lo tanto, es común en estos casos tener dos *blenders* trabajando en paralelo, con sus respectivos alimentadores de arena. Este método se desarrolla no sólo como acción preventiva, sino, lo que es aún más importante, para asegurar la correcta mezcla del apuntalante en todas las etapas del proceso. Normalmente se trata de *blenders* computarizados con capacidad de mezcla en “rampa”, es decir, elevando la concentración lentamente a lo largo de la operación, para finalizarla a la concentración máxima de diseño en la última etapa. Este tipo de mezcla induce una mejor distribución del apuntalante dentro de la fractura. En la mayoría de los casos es el operador quien decide sobre el manejo de las variables involucradas en dicha técnica.

La adopción del equipo de mezcla del fluido (PCM) también requiere de una cuidadosa planificación. Usualmente el agua de mezcla –debido a su alto volumen y caudal– se toma de una fuente natural (un río, laguna o represa) y se almacena en tanques ubicados en la locación, previo filtrado a 2µm, los cuales son alimentados permanentemente mediante bombas de transferencia de alto caudal (la figura 8 muestra la distribución general de los equipos en una locación de fractura masiva). Debe tenerse en cuenta la cantidad de equipos de filtrado necesarios para cumplir con el programa.

El equipo de mezclado de fluido debe tener suficiente capacidad de tanques de residencia –a modo de “pulmón”– para asegurar una correcta hidratación del polímero –en caso de que este se utilice– antes de alcanzar el *blender* y mezclarse con

la arena. Dicha hidratación depende de la temperatura del agua –a mayor temperatura, menor tiempo–. Así, para que la hidratación sea completa, es necesario alcanzar un factor que varía entre 90 y 95%, que se mide con técnicas de laboratorio de campo (QA/QC). A una temperatura ambiente normal (20 °C) este tiempo es de cinco minutos aproximadamente. Luego, si se bombea a 100 bpm, necesitamos una capacidad de pulmón mínima de 500 bbbls, para asegurar una correcta hidratación del fluido.

Dicho pulmón –uno o dos tanques de fractura– debe ser ubicado entre el mezclador de fluido (PCM) y el *blender*, de tal manera que este último succione permanentemente el fluido hidratado.

Volumen de contingencia

Normalmente se dispone en locación de aditivos y apuntalante en exceso, como medida contingente ante una posible parada prematura de la operación y su reinicio posterior o como respaldo en caso de que se decida prolongar la operación.



Figura 8. Disposición (*layout*) general de equipos en una *shale frac*

Terminación del pozo

Debido a las características distintivas de estas operaciones, es necesario estudiar cuidadosamente el estado mecánico del pozo a intervenir, ya sea tratándose de un pozo viejo o del diseño de un pozo nuevo, teniendo en cuenta que va a ser fracturado con altos caudales.

Punzados

Por lo general, las formaciones de esquistos (*shales*) a ser tratadas poseen grandes espesores, lo que requiere un esfuerzo adicional para conseguir cubrir todo el espesor útil con apuntalante. Para ello debe considerarse una técnica especial denominada “punzado”. La técnica combina el uso de cañones con cargas de alta penetración y propelentes. Es un conjunto compuesto de camisas estimulantes de material propelente, colocadas externamente al cañón y se activan instantáneamente al momento del disparo y generan grandes cantidades de gases a alta presión sobre las perforaciones, creando microfracturas que mejoran el canal de flujo de la formación hacia el pozo. Por lo general, se hace uso de simuladores que permiten variar ciertos parámetros, como son: propiedades petrofísicas, densidad de cañoneo, daño de formación, penetración de disparo, entre otros, con el fin de obtener el mejor diseño de cañoneo y de esta manera determinar la eficiencia de esta técnica, dependiendo de la cantidad de etapas en que se realizará la fractura.

Revestidor (*casing*)

Se debe tener especial cuidado en la selección del revestidor más adecuado para entubar el pozo. Este debe permitir altos caudales –pueden ser superiores a 100 bpm– con una mínima caída de presión por fricción y soportar la alta erosión producida por el bombeo prolongado de apuntalante a alta velocidad y baja concentración. Para minimizar este inconveniente usualmente se recomienda aumentar el peso unitario del revestidor a colocar, es decir, incrementar el espesor del tubo.

Este factor es también clave para producir una prolongada vida útil del pozo, ya que usualmente se refracturan diversas veces, incrementando los volúmenes un 25% aproximadamente con respecto a la maniobra anterior para asegurar el éxito de la operación.

También se debe tener en cuenta que la producción posterior a la fractura puede producir elementos indeseables, como cortes de H_2S y de CO_2 que pueden corroer los tubulares. En este caso es recomendable el empleo de aceros de alta tenacidad con propiedades anticorrosivas.

El revestidor debe ser cuidadosamente cementado, de tal manera de asegurar una perfecta aislación entre la zona a fracturar y las formaciones adyacentes, con el fin de minimizar los riesgos de contaminación de reservorios de agua dulce por migración de gas o agua de fractura, o la pérdida de producción gasífera hacia zonas depletadas.

Cabezal de pozo y equipo de superficie

Normalmente los altos caudales utilizados no permiten el uso de los cabezales de producción durante la fractura, ya que su diámetro interno (ID) limita la posibilidad de alcanzar altas velocidades, a la vez que incrementa el riesgo de erosión.

Luego, al no poder utilizarse elementos de control de flujo convencionales, se debe proveer al pozo de la seguridad adecuada en caso de ocurrir eventualidades. Esto se consigue colocando una válvula de compuerta *Fulbore* que vincula el equipo de superficie con el pozo a modo de barrera entre la formación y la superficie.

Por encima de ella se coloca un elemento de flujo, una T especial, por ejemplo, que permite desarrollar el flujo de retorno luego de la fractura y calcular los flujos y ensayos posteriores sin eliminar el tratamiento del pozo.

Por encima se coloca la válvula maestra de fractura y el cabezal que vincula las líneas de tratamiento con el pozo.

Locación del pozo

La locación debe estar preparada y adecuada a la numerosa cantidad de equipos que se montarán para realizar la operación. En ciertas locaciones, la disposición es un elemento decisivo para determinar si la fractura se realiza en una sola etapa o en varias menos prolongadas (locaciones *offshore* o en flancos montañosos, por ejemplo). Este factor siempre debe ser chequeado en la etapa de planificación, para evitar demoras (NPT) y costos no previstos.

Consideraciones de seguridad y medio ambiente

Tratamiento del agua de retorno

Usualmente, entre las organizaciones ambientalistas y gubernamentales existe una preocupación acerca del volumen de agua dulce utilizada para este tipo de operaciones y su correspondiente impacto ambiental, al ser extraída de fuentes que alimentan también el consumo humano, agrícola e industrial de la zona.

Estudios llevados a cabo al respecto por la *Texas Water Development*

Board (TWDB) sobre las fracturas realizadas y proyectadas hasta el año 2025 en la Barnett Shale, en el norte y centro de Texas, han concluido que actualmente el uso de agua para fractura es menor al 1% de la cantidad disponible utilizada en la región y predice que dicho porcentaje puede elevarse hasta el 13% hacia el año 2025, dependiendo del régimen de lluvias y sequías y de la demanda de gas doméstico en los Estados Unidos. Las zonas más expuestas ante dicha extracción de agua serían las rurales, ya que dependen del agua subterránea, que es la fuente usualmente utilizada en las áreas como proveedor de agua de fractura.

Una de las posibles soluciones al respecto, que si bien todavía se encuentra en desarrollo y ha superado diversas pruebas piloto, es reciclar el agua producida –o de retorno– luego de la fractura. Dicha agua no es apta para el consumo humano por el alto contenido de sales que posee y, por lo tanto, debe desecharse en pozos inyectoros realizados para tales fines, con el consecuente costo adicional del proyecto.

La planta de reciclaje consta de una caldera en la cual el agua se destila a alta temperatura, producto del empleo de quemadores que usan parte del mismo gas generado por el pozo, y recuperan hasta un 85% del volumen en forma de agua destilada que es luego reutilizada para fracturar otros pozos. El 15% restante se desecha en pozos letrina.

Otros métodos para reciclar esta agua, como su separación, filtrado y tratamiento posterior fracasaron porque produjeron fluidos no aptos para la fractura de pozos, ni para el consumo industrial.

Radioactividad

Las formaciones subyacentes de esquistos pueden contener pequeñas cantidades de isótopos radioactivos de torio, potasio (^{40}K) y uranio (^{238}U) y sus derivados degradados radio-226 (^{226}Ra) y radio-228 (^{228}Ra). Estas sustancias son conocidas por sus siglas en inglés: NORM (Non Occurring Radioactive Materials) y se detectan como “trazas”, es decir, que no constituyen normalmente un peligro para la salud humana ni animal. Raramente puede encontrarse uranio.

Aún así, las autoridades norteamericanas consideran a la Marcellus Shale como “altamente radioactiva”, lo cual constituye una singularidad en comparación con el resto. No obstante, su concentración de radioactividad sigue siendo muy baja.

En la industria del gas y del petróleo, estos materiales NORM pueden ser acarreados hacia la superficie por el gas o crudo producidos y en varias formas, entre las cuales se encuentran:

- Los fluidos presentes en la formación radioactiva que son extraídos hacia la superficie.
- El gas producido, por sí mismo, con trazas de gas radón (^{222}Rn), un derivado del radio.

Normalmente, de acuerdo a la Railroad Commission de Texas, estos NORM, en concentraciones naturales no son peligrosos, excepto cuando existe algún medio que los concentre, como por ejemplo:

- A través de cambios de presión y temperatura que ocurren dentro del pozo durante su vida productiva.
- El agua producida puede contener pequeñas cantidades de radio-226 (^{226}Ra) y radio-228 (^{228}Ra) que reaccionan con el sulfato de bario,

lo cual puede producir incrustaciones dentro de los tubulares.

- Durante las actividades de procesamiento de gas.

- El gas radón (^{222}Rn) presente en el gas decae a plomo-210 (^{210}Pb), luego a bismuto-210 (^{210}Bi), polonio-210 (^{210}Po) y se estabiliza como plomo-206 (^{206}Pb). Estos elementos quedan adheridos en forma de una fina película dentro de los equipos utilizados para ensayar, transportar y tratar el gas.

Debido a los potenciales riesgos para la salud humana que implican estos elementos concentrados, se deben descontaminar y limpiar estos equipos periódicamente.

Conclusiones

Durante la realización de este *Technical Paper* se ha desarrollado una descripción aproximada de las principales variables y actividades a considerar cuando se proyecta realizar una fractura masiva, como las *shale frac*.

Como se pudo apreciar, existen varios aspectos que deben ser cuidadosamente estudiados y evaluados. Estudiar en detalle cada uno de ellos excede el alcance de este artículo y deberían desarrollarse en forma particular.

También se ha podido observar que existen determinados aspectos ambientales sobre los cuales se debe hacer hincapié, así como aspectos operacionales particulares de esta clase de proyectos.

El objetivo principal de este artículo es la fractura hidráulica, sin embargo, las metodologías de perforación horizontal a través de este tipo de formación también merecen un análisis detallado debido a la importancia que presentan, más allá de las descripciones que se han realizado en el presente artículo.

Se debe destacar que este tipo de fractura ha cobrado especial interés en la cuenca Neuquina en los últimos meses y meritaria estudios y desarrollos orientados a las distintas formaciones, en particular. ■

Bibliografía y literatura de referencia

“Marcellus Shale Hydraulic Fracturing”.

“Water use in the Barnett Shale”, Texas Water development

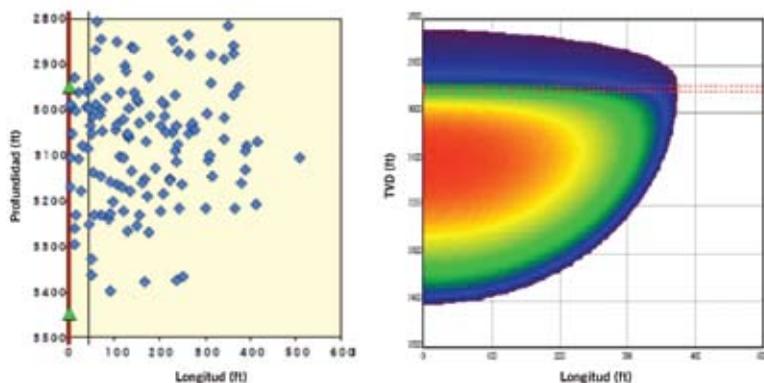


Figura 9. Eventos microsísmicos de una etapa de fractura específica y su correspondiente modelaje con un *software* comercial

- Board, October 2009.
- Wes Casto, "Optimization of Proppant Size and Concentration in a Marcellus Shale Fracture Treatment", Dept. of Petroleum Eng. And Geology-Marietta College, April 2006.
- Dr. Terry Engelder, "Marcellus Shale Formation", Penn State University, January 2009.
- K. Fisher, "Barnett Shale Fracturing Fairways aid E&P: Production is improved by enhancing complex natural fractures", World Oil, August 2006.
- John Kennedy, "Low-Permeability Gas Sands", Halliburton Co.
- PhD M. Economides & K. Nolte, "Reservoir Stimulation 3rd Edition", 2003.
- PhD. M. Economides & T. Martin, "Modern Fracturing", BJ Services 2007.
- Lisa Sumi, "Shale Gas: Focus on Marcellus Shale", OGAP/ Earthworks Marcellus Shale Report 12/2008.

Referencias

Simbología	Significado	Unidad/Dimensión (MSCF o MSCM)
Q_c	Producción de gas acumulada	(Días)
T^g	Tiempo de producción	(SCF/día)
Q_g	Producción diaria de gas	(mD)
k_g	Permeabilidad relativa al gas	(pies)
H^g	Espesor útil de la formación	(psi)
Pres.	Presión del reservorio	(psi)
Pwf	Presión de fluencia en fondo	(cPo)
μ_g	Viscosidad del gas	(°R)
Tres.	Temperatura absoluta del reservorio	(pies)
Rw	Radio del pozo	(pies)
Re	Radio de drenaje del reservorio	(pie/día)
V	Velocidad de flujo	(pie ²)
A	Área de flujo	(mD/pie)
Kfw	Conductividad de la fractura	—
FCD	Conductividad adimensional	(pies)
X_f	Longitud efectiva de fractura	(mD)
K_v	Permeabilidad vertical	(mD)
Kh	Permeabilidad horizontal	—
PPA	Libras de apuntalante por galón de fluido	(HHP)
N	Potencia hidráulica	(bpm)
Q	Caudal de bombeo	(psi)
P	Presión de bombeo en superficie	—
TSCF	Trillón de pies cúbicos estándar	—
KMSC	Miles de metros cúbicos estándar	—
mbsp	Metros bajo boca de pozo	—

R. Willis & J. Fontaine, "Hydraulic Fracture Imaging", Universal Well Services Inc., August 2005.

Alberto J. Blanco Ybáñez, "Fractura hidráulica: el proceso completo", 2010.