

Elementos de fracturamiento hidráulico

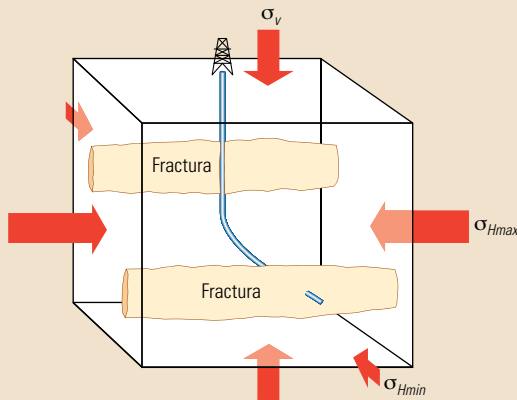
Richard Nolen-Hoeksema
Editor

La capacidad de un pozo para producir hidrocarburos o recibir fluidos de inyección es limitada por la permeabilidad natural del yacimiento y los cambios producidos en la región vecina al pozo como resultado de las operaciones de perforación o de otro tipo. El *fracturamiento hidráulico*, también conocido como *estimulación hidráulica*, mejora el flujo de hidrocarburos mediante la creación de fracturas en la formación, que conectan el yacimiento con el pozo.

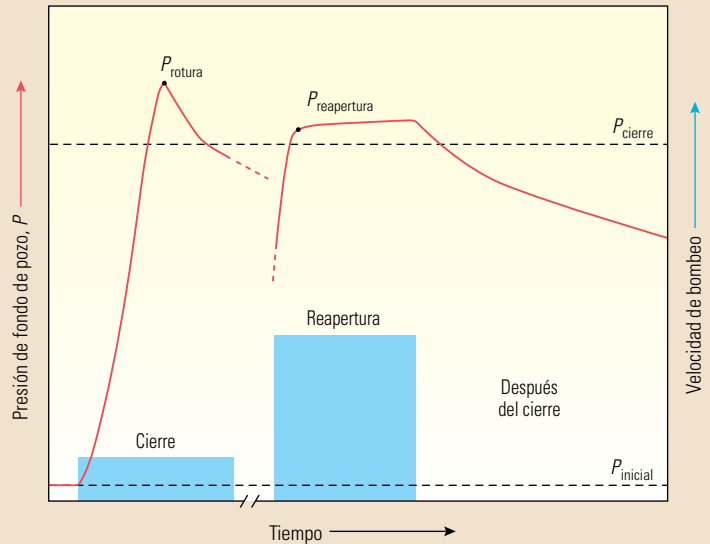
Una *fractura hidráulica* es una fractura inducida por presión, causada por la inyección de fluido en una formación rocosa objetivo. El fluido es bombeado en la formación a presiones que exceden la *presión de fracturamiento*; la presión a la cual se fracturan las rocas. Para acceder a una zona para el tratamiento de estimulación, los ingenieros disparan la tubería de revestimiento a través del intervalo de interés y utilizan taponeros recuperables para aislar dicho intervalo de otras zonas abiertas. Luego, este intervalo se presuriza hasta alcanzar la *presión de ruptura de la formación*, o *presión de iniciación de la fractura*, punto en el cual la roca se rompe y se forma una fractura.

La física del fracturamiento

El tamaño y la orientación de una fractura, y la magnitud de la presión necesaria para crearla, son determinados por el *campo de esfuerzos locales* de la formación. Este campo de esfuerzos puede ser definido por tres esfuerzos de compresión principales perpendiculares entre sí (*abajo*). Las magnitudes y orientaciones de estos tres esfuerzos principales son determinadas por el régimen tectónico de la región y por la profundidad, la presión de poro y las propiedades de las rocas, que definen cómo se transmite y se distribuye el esfuerzo entre las formaciones.



^ Esfuerzos locales y propagación de las fracturas hidráulicas. Los tres esfuerzos de compresión principales (flechas rojas) son un esfuerzo vertical (σ_v) y un esfuerzo horizontal máximo y mínimo (σ_{Hmax} y σ_{Hmin}). Las fracturas hidráulicas se abren en la dirección del esfuerzo principal mínimo y se propagan en el plano de mayor esfuerzo y de esfuerzo intermedio.



^ Presiones de fracturamiento. Durante un tratamiento de estimulación, los ingenieros bombean el fluido en la zona de estimulación prevista con una tasa prescrita (polígonos azules); la presión (línea roja) se incrementa hasta alcanzar un pico, en la presión de ruptura, y luego cae, lo que indica que la roca presente alrededor del pozo se ha fracturado. El bombeo se interrumpe y la presión se reduce hasta alcanzar valores inferiores a la presión de cierre. Durante un segundo ciclo de bombeo, la fractura se abre nuevamente cuando alcanza su presión de reapertura, que es más alta que la presión de cierre. Después del bombeo, la fractura se cierra y la presión decae. La presión de poro inicial es la presión ambiente de la zona yacimiento.

Los esfuerzos locales controlan la orientación y la dirección de propagación de las fracturas hidráulicas. Las fracturas hidráulicas son fracturas debidas a la tracción y se abren en la dirección de menor resistencia. Si el esfuerzo de compresión principal máximo es el esfuerzo de la sobrecarga, las fracturas son verticales y se propagan en sentido paralelo al esfuerzo horizontal máximo cuando la presión de fracturamiento excede el esfuerzo horizontal mínimo.

Los tres esfuerzos principales se incrementan con la profundidad. La tasa de incremento con la profundidad define el *gradiente vertical*. El esfuerzo vertical principal, conocido generalmente como *esfuerzo de la sobrecarga*, es causado por el peso de la roca que suprayace un punto de medición. Su gradiente vertical se denomina *gradiente litostático*. Los esfuerzos horizontales mínimo y máximo son los otros dos esfuerzos principales. Sus gradientes verticales, que varían considerablemente por cuenca y litología, son controlados por los esfuerzos locales y regionales, principalmente a través de la tectónica.

El peso del fluido por encima de un punto de medición en las cuencas normalmente presionadas crea la *presión de poro local*. El gradiente vertical de la presión de poro es el *gradiente hidrostático*. No obstante, las presiones de poro de una cuenca pueden ser menores o mayores que las presiones normales, a lo que se alude con los términos *subpresionada* o *sobrepresionada*, respectivamente.

Más allá de la iniciación de la fractura

En la superficie, una caída repentina de la presión indica la iniciación de la fractura, a medida que el fluido fluye hacia la formación fracturada. Para romper la roca en el intervalo objetivo, la presión de iniciación de la fractura debe exceder la suma del esfuerzo principal mínimo y la resistencia a la tracción de la roca. Para hallar la *presión de cierre de la fractura*, los ingenieros dejan que la presión descienda hasta que indica que la fractura se ha cerrado nuevamente (*arriba*). Luego, hallan la *presión de reapertura de la*

Traducción del artículo publicado en *Oilfield Review* Verano de 2013: 25, no. 2.

Copyright © 2013 Schlumberger.

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Jerome Maniere, Ciudad de México.

fractura mediante la presurización de la zona hasta que la nivelación de la presión indica que la fractura se ha reabierto. Las presiones de cierre y reapertura son controladas por el esfuerzo de compresión principal mínimo. Por consiguiente, las presiones inducidas de fondo de pozo deben exceder el esfuerzo principal mínimo para extender la longitud de la fractura.

Después de iniciar la fractura, los ingenieros presurizan la zona para el tratamiento de estimulación planificado. Durante este tratamiento, la zona se presuriza hasta la presión de propagación de la fractura, que es mayor que la *presión de cierre de la fractura*. La diferencia entre ambas es la *presión neta*, que representa la suma de la caída de la presión por fricción más la resistencia a la propagación de la punta de la fractura.

Cómo mantener abiertas las fracturas

La presión neta controla el crecimiento de la fractura y mantiene separadas sus paredes, generando un ancho suficiente para permitir el ingreso de la *lechada de fracturamiento* compuesta de fluido y *apuntalante*; sólidos que mantienen abierta la fractura después de que se interrumpe el bombeo.

Una vez detenido el bombeo, las presiones existentes dentro de una fractura decrecen a medida que los fluidos fluyen de regreso al pozo o bien se pierden en la roca yacimiento. Esta caída de presión permite que la fractura se cierre nuevamente. Para asegurar que las fracturas permanezcan abiertas, los ingenieros inyectan materiales adicionales, cuyo uso depende de la litología. En formaciones de areniscas o lutitas, inyectan apuntalante —arena o partículas con un diseño de ingeniería especial— para mantener las fracturas abiertas (*abajo*). En las formaciones carbonatadas, bombean ácido en las fracturas para atacar la formación generando una rugosidad artificial.

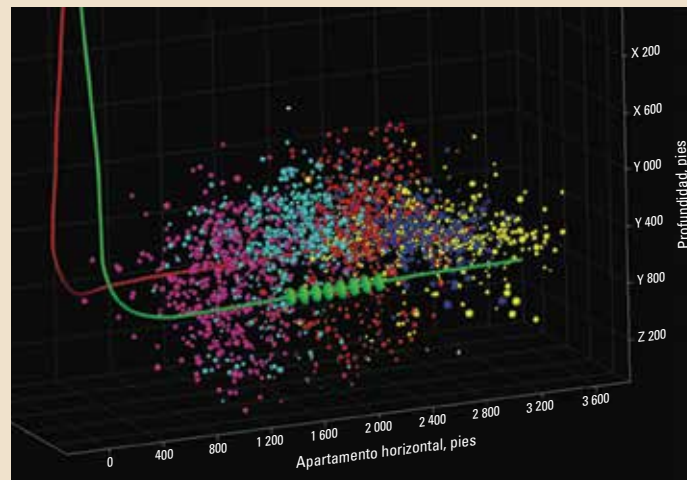
El tratamiento de estimulación finaliza cuando los ingenieros concluyen su programa de bombeo planificado o cuando un incremento repentino de la presión indica que se ha producido un episodio de *arenamiento*. Un arenamiento es un bloqueo causado por una *obturación* —acumulación, aglutinamiento o alojamiento— de apuntalante a través del ancho de la fractura, que restringe el flujo de fluido hacia la fractura hidráulica.

Control de la estimulación hidráulica

Los ingenieros de estimulación de pozos mantienen una tasa constante de inyección de fluido. El volumen inyectado incluye el volumen adicional generado durante el fracturamiento y la pérdida de fluido en la formación como resultado de su *admisión* a través de la pared permeable de la fractura. No obstante, la tasa de pérdida de fluido en la punta de la fractura en desarrollo es extremadamente alta. Por consiguiente, no es posible iniciar una fractura con apuntalante en el fluido de fracturamiento porque la alta pérdida de fluido podría hacer que el apuntalante de la punta de la fractura alcanzara la consistencia de un sólido seco, generando condiciones de puenteo y arenamiento. En consecuencia, se debe bombear un cierto volumen de fluido limpio —un *colchón*— antes del bombeo de cualquier apuntalante.



^ Apuntalante. Diversos tipos de apuntalantes, incluidos bauxita de alta resistencia (*izquierda*), sílice recubierto con resina (*centro*) y cerámica liviana (*derecha*), son bombeados en las fracturas para mantenerlas abiertas y de ese modo mejorar la producción de hidrocarburos.



^ Monitoreo microsísmico de los tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico de múltiples etapas. El análisis de los datos microsísmicos proporciona a los operadores información sobre la efectividad de los tratamientos de estimulación hidráulica. En este ejemplo, se bombearon cinco etapas de fracturamiento en el pozo de tratamiento (línea roja) mientras eran monitoreadas desde un segundo pozo (línea verde con la localización de los geófonos mostrada como discos verdes). Los eventos microsísmicos ocurridos durante las etapas 1 a 5 inclusive se indican con los puntos de color amarillo, azul, rojo, cian y magenta respectivamente. El monitoreo microsísmico en tiempo real permite que los ingenieros de terminación de pozos ajusten las operaciones durante la ejecución del tratamiento para mejorar la efectividad del mismo.

A la hora de diseñar un tratamiento de fracturamiento hidráulico, los ingenieros deben establecer la tasa de admisión (pérdida de fluido) y el volumen del colchón en relación con la secuencia cronológica de la inyección de apuntalante y la lechada, de manera que cuando la fractura alcance su longitud, altura y anchura de diseño, la primera partícula de apuntalante llegue a la punta de la fractura. Para diseñar una operación de fracturamiento hidráulico, los ingenieros deben comprender cómo la velocidad de bombeo y las propiedades de los fluidos de estimulación afectan la geometría y la propagación de las fracturas hidráulicas dentro del campo de esfuerzos locales para lograr la longitud de fractura apuntalada prevista.

Los operadores diseñan los tratamientos de estimulación para controlar la propagación de las fracturas y asegurarse de que la fractura hidráulica permanezca dentro del yacimiento y no crezca verticalmente hasta penetrar en la formación adyacente. Para reducir este riesgo, los operadores monitorean el crecimiento vertical de las fracturas. A medida que el fluido de fracturamiento hace que la roca se rompa y las fracturas crezcan, los pequeños fragmentos de roca se fracturan, produciendo diminutas emisiones sísmicas que se conocen como *microsismos*. Los geofísicos saben cómo localizar estos microsismos en el subsuelo (*arriba*). Los datos de laboratorio y de campo han demostrado que estos microsismos siguen el trayecto de las fracturas en proceso de crecimiento. Provistos del conocimiento de la dirección del crecimiento de las fracturas, los ingenieros pueden adoptar pasos para direccionar la fractura hacia las zonas preferidas o detener el tratamiento antes de que el crecimiento vertical de la fractura la haga salir de la zona prevista.

La propagación de las fracturas hidráulicas obedece a las leyes de la física. Los esfuerzos locales controlan la presión y la dirección de la iniciación y el crecimiento de las fracturas. Los ingenieros monitorean cuidadosamente el proceso de estimulación para asegurarse de que proceda en forma segura y conforme a lo planificado.