



Gentileza: Ing Julio Vivas Hoht

La arena I

Características del agente de sostén utilizado en reservorios no convencionales

Por **Ing. Emmanuel d'Huteau**

Dado el interés que despierta actualmente la posibilidad de desarrollos *shale* en la Argentina, uno de los factores cruciales es, sin duda, la utilización de arena. En este trabajo se describen las características del agente de sostén que se utiliza en la fractura hidráulica.

La primera fractura realizada en la Argentina por la empresa YPF fue en el año 1959. Desde entonces, las tecnologías y criterios de diseños han evolucionado fuertemente, y ahora, con el comienzo de la explotación de los reservorios de *shale gas* y *shale oil* los cambios son aún mayores. Estos cambios modifican también la visión de los agentes de sostén que necesitamos para este tipo de reservorios.

En efecto, con el inicio de la producción masiva de los yacimientos *tight gas* y luego la de los *shale*, la cantidad de operaciones de fracturas se incrementó fuertemente, primero en los Estados Unidos y luego en el resto de los países productores. Eso obligó a diversificar las fuentes de producción de agente de sostén (arenas y sintéticos), a veces sacrificando la calidad final del producto.

En vista de ello, para control de calidad en la industria,

se instauraron como base las normas del American Petroleum Institute API RP 19 B (ISO 13503-2) y API RP 19 C (ISO 13503-5). Sin embargo, en el uso diario, y tras hablar con numerosos supervisores de fractura en los Estados Unidos, se escucha con frecuencia que utilizan el agente de sostén que encuentran en el mercado, y no siempre realizado con el material que cumple con las normas.

Surgen entonces dos preguntas que están ligadas entre sí, y que por el momento no han sido claramente respondidas en la industria.

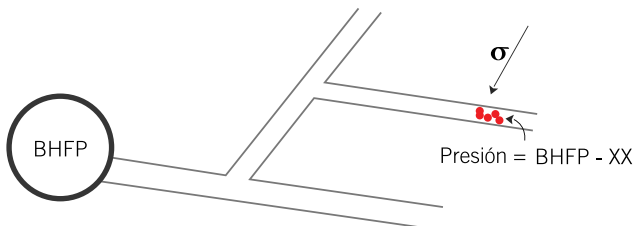
La primera es: si utilizamos un agente de sostén que no cumple con las normas ¿las producciones resultantes serán óptimas?

Y la segunda: ¿cuáles son los requerimientos reales para un agente de sostén en un proyecto *shale*? Trataremos de abrir la discusión sobre esta última pregunta.

Esfuerzo efectivo sobre el agente de sostén

Para definir el tipo de agente de sostén por utilizar es necesario conocer el esfuerzo al cual será sometido:

Esfuerzo efectivo = Estrés – Presión poral dentro la fractura.



En los reservorios convencionales se suele considerar de manera conservadora que la presión poral es igual a la presión de producción en fondo de pozo (BHFP). Sin embargo, en un sistema de fracturas dendríticas, como las generadas en *shale*, debemos considerar una pérdida de presión a lo largo de la fractura y, por ende, la presión poral lejos del pozo será mayor que la presión cerca de los punzados. Esto significa que el agente de sostén que fue desplazado lejos dentro la fractura (las primeras concentraciones que fueron bombeadas) será sometido a un menor esfuerzo efectivo y no siempre va requerir ser del mismo tipo que el agente de sostén bombeado al final del tratamiento.

Si, por ejemplo, consideramos un reservorio sobrepresurizado a 2.800 m con un estrés de 8.270 psi (0,95 psi/pie) y una presión poral de 6.420 psi (0,7 psi/pie) en la cercanía del pozo (condición más desfavorable), necesitaríamos un agente de sostén que resista los 10.000 psi. Pero si a mitad de la fractura consideramos una caída de presión de reservorio de 50%, el esfuerzo efectivo sería sólo de: $\text{Esfuerzo efectivo} = 8.720 - 6.420/2 = 5.510$ psi.

En este caso, se requiere de un agente de sostén para 6.000 psi (6 K).

Tamaño requerido (malla)

En fracturas convencionales, donde se trabaja con geles de alta viscosidad, se pretende siempre generar un canal de alta conductividad, por lo cual, se busca trabajar con granulometría de 20/40 a 12/20.

En este tipo de reservorios, una malla fina como la 100 es raramente utilizada y no es considerada como agente de sostén, pero sí como reductor de filtrado.

En reservorios *shale* buscamos, primero, generar una red de fracturas de poco ancho que se crucen en varias direcciones y, sobre el final, generar una fractura principal corta que las conecte al pozo. Es la analogía de una red de caminos secundarios que lleven a los coches a la autopista que termina en la ciudad.

El ancho, en la red de fractura, será mínimo. Además, los granos de agente de sostén deberán dar una y otra vuelta para pasar de una a otra fractura. En consecuencia, se necesitan primero granos muy finos (por ejemplo: malla 100) y luego aumentarlos gradualmente hacia mallas mayores (30/50 o 20/40).

Redondez y esfericidad

La forma ideal del agente de sostén es aquella que dará mayor resistencia a la compresión y a la vez mayor porosidad y permeabilidad al empaque, o sea, esférica. Los materiales sintéticos (bauxitas o cerámicas) son los que más se aproximan a una esfera. Para las arenas es conveniente que se aplique la norma que las regula (redondez y esfericidad promedio mayor a 0,6) ya que, en caso contrario, la conductividad sería demasiado reducida.

Resistencia a la compresión

Cuando se rompen, los granos de agente de sostén generan una cierta cantidad de partículas finas, la cuales se reacomodan y terminan por tapar los poros del empaque. En consecuencia, es importante conocer la resistencia a la compresión de los diferentes agentes de sostén por utilizar en cada operación, y cuáles serán los esfuerzos efectivos a los cuales serán sometidos dentro de la fractura a lo largo de la vida del pozo.

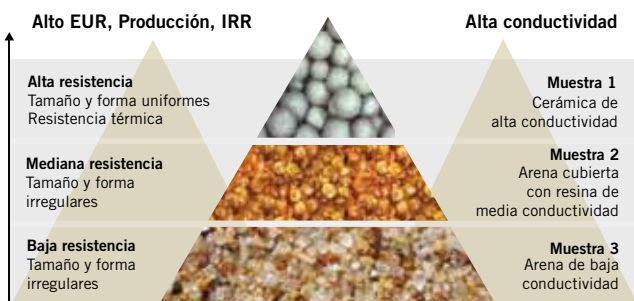
La norma API no especifica un valor máximo de finos permitido, pero se suele tomar un valor de 10% como máximo. Es importante definir bien cuál será la presión de confinamiento a la que será sometido el agente de sostén, ya que un material que será descartado por su resistencia a 10.000 psi (10 K) será más que suficiente a 6.000 psi (6 K).

Conductividad

El ensayo de conductividad requiere de más tiempo y equipamiento que los demás ensayos, y no es utilizado para un control de calidad de rutina. Hoy sabemos que hay una serie de reacciones en la cara de la fractura entre el agente de sostén, el fluido y la misma roca. Hay pocas muestras de coronas y, por lo tanto, hay muy pocas muestras de formación en condiciones para hacer los ensayos. En consecuencia, los ensayos serán solamente para comparar diferentes materiales.

Es necesario tener curvas de conductividad de cada tipo de agente de sostén para diferentes presiones de confinamiento, y luego hacer los controles de calidad con los ensayos anteriores.

La jerarquía de la conductividad



Resinados

Las arenas naturales tienen una resistencia menor que los agentes sintéticos. Además, teniendo en cuenta las grandes cantidades por mover, será cada vez más difícil encontrar arenas de alta calidad. Cuando se recubren los granos con una película muy fina de resina se mejora la calidad del material, esto se debe a:

- Se obtiene una mejor distribución de los esfuerzos entre granos, lo que incrementa la resistencia a la compresión del empaque.
- Los finos generados por la rotura de grano quedan atrapados dentro de la resina y, por ese motivo, no tapan los poros del empaque, y no reducen su conductividad.

Hay diferentes calidades de resina y de resinado, por lo cual una arena resinada de buena calidad puede técnicamente competir con agentes sintéticos a un menor costo.

Conclusiones

Al momento de elegir qué agente de sostén utilizar, en más de una ocasión estaremos obligados a tener en cuenta los materiales que están disponibles.

No es necesario utilizar durante todo el tratamiento un agente de sostén de alta calidad, por el contrario, se puede utilizar primero arenas naturales, y terminar con

un agente de sostén de mayor calidad, ya sea una arena resinada o un agente de sostén sintético.

En vista de los grandes volúmenes de agentes de sostén requeridos para este tipo de reservorios, su costo pasa a ser un ítem muy importante en el total de la completación del pozo.

Por lo tanto, es imperativo contar con alternativas al producto importado, es decir, generar las condiciones para poder producir agente de sostén en el país, en cantidad y calidad requeridas para el desarrollo de reservorios no convencionales. ■

Ing. Emmanuel d'Huteau es ingeniero mecánico por l'Ecole Nationale Supérieure des Arts et Industries de Strasbourg, Francia. Desde hace más de 30 años trabaja en el sector de los hidrocarburos en las empresas Schlumberger e YPF, principalmente en el área de ingeniería de estimulación.