

Nuevas aplicaciones para los surfactantes viscoelásticos

Slaheddine Kefi

Cambridge, Inglaterra

Jesse Lee

Timothy L. Pope

Phil Sullivan

Sugar Land, Texas, EUA

Erik Nelson

Consultor

Houston, Texas

Ángel Núñez Hernández

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA)

Barinas, Venezuela

Tom Olsen

Denver, Colorado, EUA

Mehmet Parlar

Rosharon, Texas

Brian Powers

BP

Bakú, Azerbaiján

Alistair Roy

Allan Wilson

BP

Aberdeen, Escocia

Alan Twynam

BP

Sunbury, Inglaterra

Los desarrollos introducidos recientemente en materia de surfactantes viscoelásticos han permitido expandir la aplicación de estos materiales únicos a ambientes nuevos y desafiantes. Desde las operaciones de terminación hasta las operaciones de estimulación de pozos, los sistemas de surfactantes viscoelásticos están mejorando la productividad de los pozos y la recuperación de hidrocarburos.

Los objetos diminutos pueden tener un impacto desproporcionado sobre los esfuerzos de gran escala. Una gota de tinta puede oscurecer todo un vaso de agua, mientras que la fisión de un átomo causa una liberación significativa de energía. Las micelas—estructuras microscópicas de agua ligadas por surfactantes—resultan indistintas a simple vista, pero un volumen pequeño de las mismas, es suficiente para mejorar la eficiencia y efectividad de las operaciones de estimulación de pozos.¹

Los surfactantes se utilizan en muchas operaciones de campos petroleros, tales como las operaciones de perforación y estimulación de pozos.² Antes de 1950, en los tratamientos de estimulación se utilizaban mezclas inflamables de napalm y gasolina para crear fluidos viscosos capaces de iniciar y propagar una fractura hidráulica.³ En la década de 1950, los ingenieros creían que la introducción de agua en un yacimiento durante la ejecución de un tratamiento de fracturamiento hidráulico producía daño de formación, de manera que los pozos eran estimulados con aceites viscosos o aceites gelificados.

Los investigadores descubrieron posteriormente que los fluidos de fracturamiento hidráulico a base de agua no eran tan perjudiciales para la producción como creían en un principio. En la década de 1960, los ingenieros se volcaron a las soluciones viscosas de goma guar, o de derivados de la goma guar, en salmuera.⁴

En la década de 1970, la industria de exploración y producción (E&P, por sus siglas en inglés) experimentó un incremento de las operaciones de estimulación por fracturamiento al tener que explotar yacimientos menos permeables. Para

estimular pozos más profundos y con temperaturas más elevadas en estos yacimientos, los ingenieros necesitaban fluidos de fracturamiento más viscosos y con más estabilidad térmica. En respuesta a esas demandas, los científicos desarrollaron una nueva generación de fluidos de fracturamiento a base de polímeros. Con mucha frecuencia, los polímeros a base de goma guar se reticulaban con iones de borato, circonato o titanato para generar fluidos de alta viscosidad.⁵

La década de 1980 fue testigo de los avances introducidos en las técnicas de evaluación de daños de formación en el laboratorio y de la mayor concientización acerca del daño producido en la permeabilidad de las fracturas por los fluidos de fracturamiento a base de polímeros. Para minimizar el deterioro de la conductividad de la fractura inducido por el polímero, los ingenieros comenzaron a utilizar fluidos de fracturamiento energizados, lo que permitió disminuir la concentración de polímero requerida hasta en un 50%. El daño de formación producido por el polímero residual se redujo, agilizándose la limpieza de los pozos y mejorando su productividad.

El paso siguiente tuvo lugar en la década de 1990, cuando los científicos desarrollaron fluidos de fracturamiento acuosos, libres de polímeros, basados en la tecnología de surfactantes viscoelásticos (VES, por sus siglas en inglés). Desde la primera generación de sistemas de fluidos VES, esta tecnología ha evolucionado considerablemente. Las nuevas adaptaciones químicas mejoran el desempeño y han sido utilizadas para enfrentar una amplia variedad de ambientes de perforación y crear aplicaciones totalmente nuevas.

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Curtis Boney, Ernie Brown, Steve Davies y George Hawkins, Sugar Land, Texas, EUA; Jorge González y Arthur Milne, Caracas, Venezuela; Satyaki Ray, Calgary, Alberta, Canadá; y David Schoderbek, Burlington Resources Canadá, Calgary.

ClearFRAC, ClearPAC, CoalFRAC, FMI (herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total), FracCADE, NODAL, OilSEEKER y PERMPAC son marcas de Schlumberger. Alternate Path es una marca de ExxonMobil Corp.; la licencia de esta tecnología ha sido otorgada exclusivamente a Schlumberger. FANN es una marca de Fann Instrument Company.



En este artículo, repasamos la evolución de la química de los fluidos VES en el campo petrolero durante la última década, en que dejó de ser una tecnología relativamente desconocida para convertirse en tecnología de uso corriente. Algunos ejemplos de campo de América del Sur, América del Norte, el Mar del Norte y el Mar Caspio, demuestran cómo estos novedosos materiales

ayudan a los ingenieros a optimizar el desempeño de sus activos de petróleo y gas y a mejorar la recuperación de hidrocarburos.

Desde el principio

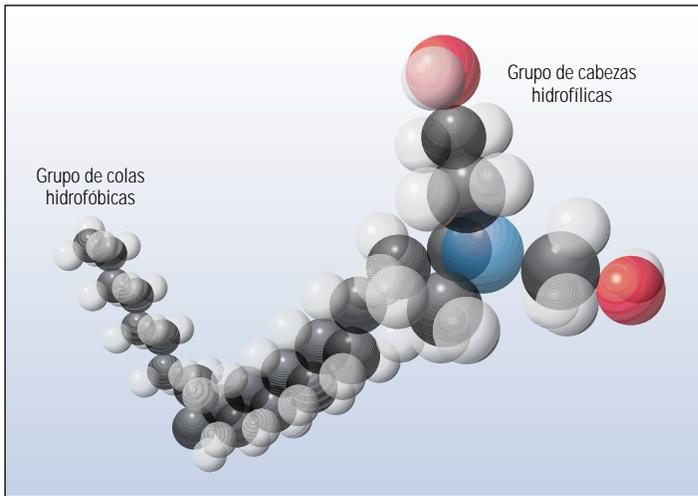
En 1983, Dow Chemical Company introdujo una familia de surfactantes posteriormente conocidos como VES.⁶ Estos surfactantes se utilizaban

como densificantes en los productos de consumo, tales como decolorantes, detergentes líquidos para el lavado de vajilla y cosméticos. Su intrigante desempeño condujo a los ingenieros del Centro de Tecnología de Dowell en Tulsa, ahora Schlumberger, a explorar diversas formas de aplicar la tecnología VES en la industria del petróleo y el gas.

1. Las estructuras micelares se refieren a una agregación coloidal de moléculas anfipáticas que se dan a una concentración micelar crítica bien definida.
2. Chase B, Chmilowski W, Marcinew R, Mitchell C, Dang Y, Krauss K, Nelson E, Lantz T, Parham C y Plummer J: "Clear Fracturing Fluids for Increased Well Productivity," *Oilfield Review* 9, no. 3 (Otoño de 1997): 20–33.

3. Chase et al, referencia 2.
4. La goma guar es un polisacárido hidrofílico que se obtiene de la semilla de la planta de guar (Planta leguminosa que crece en Pakistán y en la India). Altamente dispersable en agua y en salmueras de diverso tipo, puede ser reticulado con bórax y otros compuestos para generar alta resistencia de gel para los sólidos en suspensión, tales como la arena y otros apuntalantes. Se

utiliza comúnmente en fluidos de fracturamiento para crear la viscosidad requerida. Tiene baja estabilidad térmica, es sensible al pH y está sujeta a fermentación bacteriana.
5. Ely JW: *Stimulation Engineering Handbook*. Tulsa: PennWell Publishing Company (1994): 79–97.
6. Chase et al, referencia 2.

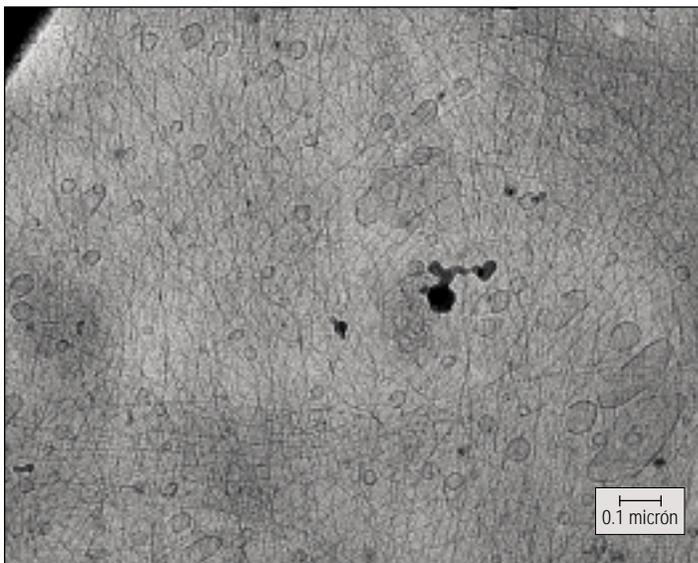


^ El nivel molecular. Los surfactantes viscoelásticos exhiben una estructura de cabezas hidrofílicas bien definida (*derecha*) adosada a una sección de cola articulada con un extremo hidrofóbico (*izquierda*). Cuando se dispersan en soluciones de salmuera específicas, las secciones de cola se asocian formando finalmente una estructura micelar vermicular o vermiforme.

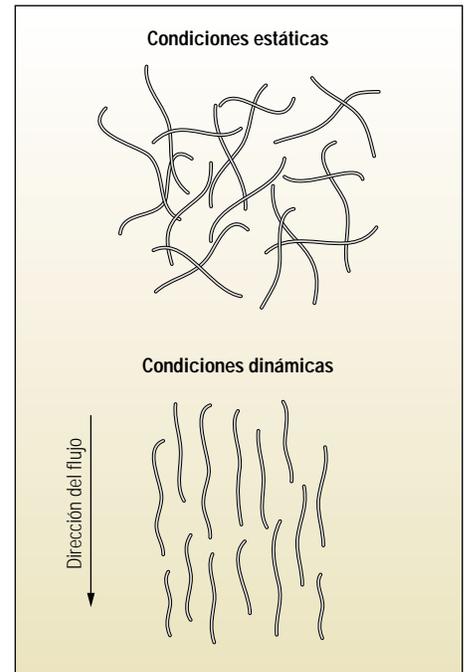
Los surfactantes son compuestos cuyas estructuras moleculares contienen tanto grupos hidrofílicos (que atraen el agua) como grupos hidrofóbicos (que repelen el agua). La mayoría de los surfactantes consisten de un grupo con cabezas hidrofílicas y un grupo con colas hidrofóbicas (*arriba*). Cuando se agregan a un fluido acuoso, las moléculas de surfactante se combinan para formar estructuras que se conocen con el nombre de micelas. Las colas hidrofóbicas de las micelas se asocian para formar un núcleo

rodeado de cabezas hidrofílicas que aíslan las colas del contacto con el agua. Típicamente, las micelas tienen forma esférica.

En el caso de los surfactantes VES, cuando ciertas sales están presentes en el fluido acuoso dentro de un rango de concentración particular, las micelas adoptan una estructura tipo barra (bastoncillos), similar a las fibras de polímeros (*arriba, a la derecha*). Estas micelas tipo barra se entrecruzan, se desarrolla el comportamiento viscoelástico y se obstaculiza el movimiento del



^ Micrografía de las micelas. A través de un microscopio electrónico de barrido ambiental, se observa que las moléculas VES dispersas en una solución acuosa se asocian, forman estructuras tipo barra y se entrecruzan, generando finalmente viscosidad.



^ Efectos quimiomecánicos y viscoelasticidad. Cuando se mezclan con soluciones salinas a la concentración correcta, los materiales VES forman micelas de tipo barra que se entrecruzan bajo condiciones estáticas (*extremo superior*), impartiendo así viscosidad al fluido y elasticidad a los pseudosólidos. Si se exponen a la energía de corte, tal como la proporcionada con el bombeo de los fluidos, por baja que ésta sea, las micelas se desasocian de inmediato (*extremo inferior*). La elasticidad y la viscosidad disminuyen.

fluido (*izquierda*). Se produce un significativo aumento de la viscosidad y se desarrolla el comportamiento elástico de los pseudosólidos.⁷

Cuando las micelas son desasociadas por la energía de corte, el comportamiento reológico de los fluidos VES es similar al del agua, o casi Newtoniano; sin embargo, la viscosidad y el comportamiento elástico se recuperan cuando se elimina la energía disruptiva (*próxima página, arriba*). Las propiedades quimiomecánicas únicas que crean la viscosidad de los fluidos VES se prestan fácilmente a la fluidificación por esfuerzo de corte, la suspensión estática, los bajos requerimientos de energía de transición de condiciones estáticas a condiciones dinámicas y la alta eficiencia del transporte de partículas. Los fluidos VES requieren menos energía para ser bombeados que los fluidos a base de polímeros más convencionales, lo que reduce efectivamente los requerimientos energéticos de las bombas en la localización del pozo.

La viscosidad de los fluidos VES puede disminuir con la temperatura. No obstante, el aumento de la concentración de surfactante o el ajuste de

la concentración de sales puede reducir esta fluidificación relacionada con la temperatura. A diferencia de los sistemas poliméricos convencionales, la viscosidad de los fluidos VES no se degrada con el tiempo y resulta predecible y fácil de modelar, combinando simplicidad operativa con un diseño de fluido eficiente y eficaz (*derecha, al centro*).

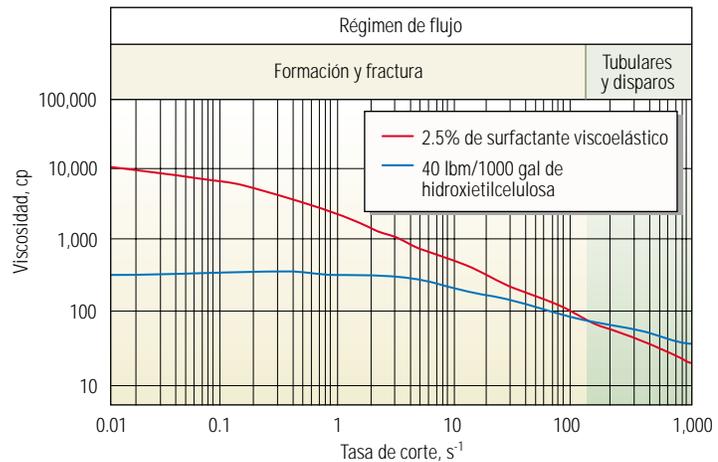
Los primeros experimentos de laboratorio demostraron que la viscosidad de los fluidos VES se rompe fácilmente a través del contacto con los hidrocarburos o se diluye por acción del agua de formación. El petróleo o el condensado producido alteran el medio eléctrico del fluido, lo que hace que la forma de las micelas se revierta pasando de barras a esferas (*derecha, abajo*). La viscosidad del fluido se reduce porque las micelas, ahora esféricas, ya no se pueden entrecruzar. Alternativamente, cuando los fluidos VES son diluidos por el agua de formación, la concentración de surfactante finalmente se reduce hasta alcanzar un nivel en el que la cantidad de micelas presentes es insuficiente para que se entrecrucen y la viscosidad se pierde. A menudo se realizan pruebas de laboratorio simples para confirmar la compatibilidad de los fluidos VES con los hidrocarburos producidos específicos.

A comienzos de la década de 1990, Schlumberger aplicó por primera vez la química VES en el fluido de empaque de grava con surfactantes viscoelásticos PERMPAC. Nuevo en el campo petrolero, este surfactante catiónico logró viscosificar las salmueras comunes utilizadas en las operaciones de terminación de pozos—cloruro de potasio, cloruro de amonio, cloruro de calcio o bromuro de calcio—para poner en suspensión y transportar la grava.⁸ La concentración de los fluidos VES oscilaba entre 2.5 y 6% por volumen, dependiendo de la temperatura de pozo prevista.

A diferencia de los fluidos de empaque de grava basados en viscosificadores poliméricos, tales como la goma guar o la hidroxietil celulosa (HEC), los fluidos VES dejan pocos residuos, lo que reduce significativamente el daño del empaque de grava.⁹

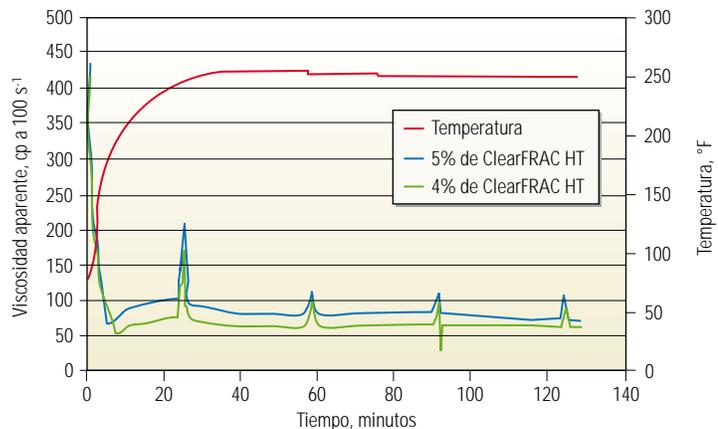
7. El término pseudosólido describe los materiales que desarrollan estructuras de gel altamente viscosas, que pueden exhibir un comportamiento elástico y que requieren poca energía para reducir el gel a líquido.
 8. Los surfactantes catiónicos son agentes activos en superficie típicamente compuestos de sales aminas grasas. Poseen una carga positiva neta y son estables a lo largo de una gama de niveles de pH y en varias soluciones salinas.
 9. Parlar M, Nelson EB, Walton IC, Park E y DeBonis VM: "An Experimental Study on Fluid-Loss Behavior of Fracturing Fluids and Formation Damage in High Permeability Porous Media," artículo de la SPE 30458, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, 22 al 25 de octubre de 1995.

Perfil de viscosidad a 24°C [75°F]



▲ Mejoramiento de la viscosidad. Si se comparan con los sistemas de fluidos de fracturamiento hidráulico convencionales, como los sistemas a base de hidroxietilcelulosa (HEC) (azul), los sistemas VES (curva roja) proveen una viscosidad más alta a las tasas de corte experimentadas durante el fracturamiento (*izquierda*), mientras que la viscosidad provista es similar a las tasas de corte más bajas que son habituales en los tubulares y en los disparos (*derecha*).

Referencias ClearFRAC HT



▲ Viscosidad a través del tiempo. Los fluidos de fracturamiento sin polímeros ClearFRAC poseen suficiente viscosidad para los tratamientos de fracturamiento y otras aplicaciones a temperaturas de hasta 135°C [275°F]. Si se expone a temperaturas elevadas en pruebas de laboratorio, el fluido ClearFRAC HT muestra poca pérdida de viscosidad con el tiempo. Los picos de viscosidad que aparecen a los 25, 58, 92 y 125 minutos son transformaciones artificiales del proceso de prueba.



▲ Ruptura de la viscosidad. Los fluidos VES pueden perder su viscosidad de diversas maneras. Al entrar en contacto con rompedores, agua de formación o hidrocarburos líquidos, las micelas pierden su forma de barra, colapsando para formar esferas. Una vez que esto ocurre, las micelas ya no pueden entrecruzarse y la viscosidad se pierde siendo en general irrecuperable.

Con el tiempo, el surfactante PERMPAC fue utilizado en aplicaciones de fracturamiento constituyendo la base para el desarrollo subsiguiente del fluido de fracturamiento libre de polímeros ClearFRAC. Sin embargo, las limitaciones de costos y temperatura—60°C [140°F]—impidieron su uso generalizado en tratamientos de fracturamiento hidráulico.

Schlumberger introdujo el sistema de fluidos surfactantes ClearFRAC original en el año 1997. Al igual que los fluidos PERMPAC, el sistema fue construido en base a la química de los surfactantes catiónicos. El surfactante ClearFRAC demostró ser estable en salmueras de baja densidad a temperaturas de hasta 93°C [200°F]. Dado que un alto porcentaje de las operaciones de fracturamiento tienen lugar a temperaturas de menos de 200°F, el mercado de los fluidos VES para tratamientos de fracturamiento era realmente vasto. Además, el surfactante podía mezclarse continuamente con salmuera y el sistema de fluido resultante podía espumarse, o energizarse, con nitrógeno [N₂].

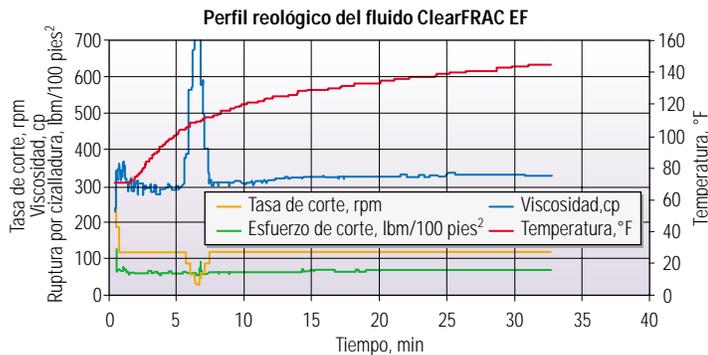
Beneficiosos para el medio ambiente

Desde el comienzo, los fluidos de fracturamiento y empaque de grava VES permitieron mejorar el desempeño del pozo. A partir de su éxito inicial, estos fluidos siguieron evolucionando. Para fines de la década de 1990, la búsqueda de nuevas reservas de petróleo y gas condujo a los operadores a perforar y terminar pozos en áreas más desafiantes y más sensibles desde el punto de vista ambiental.

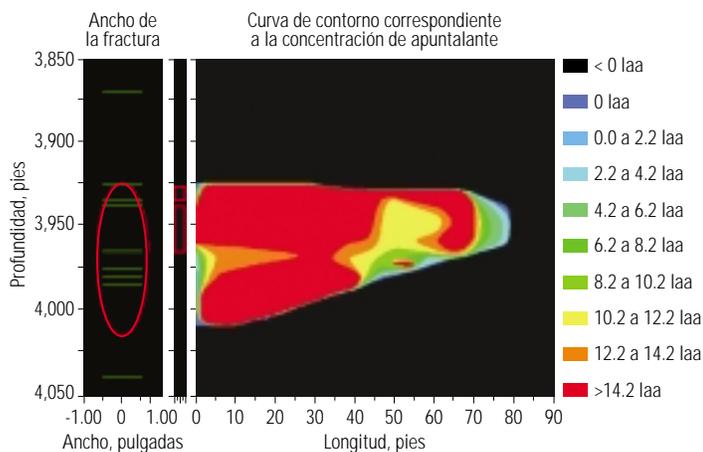
Los fluidos VES introducidos a comienzos de la década de 1980 se basaban en la química de los surfactantes catiónicos. Si bien son efectivos tanto desde el punto de vista operativo como en términos de costos, y resultan aceptables desde la perspectiva medioambiental en la mayoría de las localizaciones terrestres, los surfactantes catiónicos no siempre pueden ser descargados en ambientes marinos.

Para encarar los problemas de descarga, los ingenieros y científicos de Schlumberger comenzaron a desarrollar surfactantes viscoelásticos no catiónicos. A comienzos del año 2000, los investigadores habían descubierto nuevos surfactantes aniónicos capaces de satisfacer tanto las demandas ambientales como las demandas funcionales.¹⁰

El resultado, es decir el fluido de fracturamiento libre de polímeros ClearFRAC EF, permitió mejorar el desempeño en ciertas situaciones proporcionando al mismo tiempo un fluido que podía ser descargado en áreas sensibles desde el punto de vista ambiental, tales como la región del Lago de Maracaibo en Venezuela.



▲ Asegurando la viscosidad en el Lago de Maracaibo. Los ingenieros evaluaron el desempeño reológico del fluido de fracturamiento ClearFRAC EF en las pruebas de laboratorio utilizando un reómetro FANN 50. Las pruebas dieron seguridad a los ingenieros en cuanto al potencial desempeño satisfactorio del fluido. La viscosidad del fluido (azul) se mantuvo estable a pesar del incremento de la temperatura, que pasó de temperatura ambiente a 65°C [150°F]. Transcurridos siete minutos de la prueba, un cambio en la tasa de corte (anaranjado) produjo una variación de la viscosidad. Una vez reducida la tasa de corte, la viscosidad volvió a sus valores normales a lo largo de toda la prueba de 40 minutos de duración. El mantenimiento de la estabilidad de la viscosidad durante el calentamiento del fluido simplifica la ingeniería de fracturamiento. A diferencia de los fluidos a base de polímeros que pierden viscosidad con el incremento de la temperatura, la eficiencia de transporte de apuntalante de los fluidos VES no varía con el recalentamiento del fluido durante el bombeo.



▲ Resultados de las operaciones de fracturamiento. La imagen generada por el software de diseño y evaluación de operaciones de fracturamiento FracCADE muestra una estimación de la altura y el ancho de la fractura (*izquierda*). La fractura se extiende a lo largo de una distancia de aproximadamente 24 m [80 pies] del pozo (*derecha*). En el Pozo BA-2233, situado en el área del Lago de Maracaibo, se emplazaron aproximadamente 27,215 kg [60,000 lbm] de apuntalante para fracturamiento. La mayoría de las regiones de la fractura recibieron más de 14 libras de apuntalante, lo que produjo una conductividad efectiva de la fractura de 6,019 mD/m [19,746 mD/pie].

En América del Sur, se han perforado y terminado muchos pozos en el Lago de Maracaibo situado en la porción central norte de Venezuela. Hoy en día, las descargas provenientes de las operaciones relacionadas con el petróleo y el gas se limitan a los productos y materiales que satisfacen estrictas normas ambientales.

Los pozos del Campo Bachaquero, situado en la región del Lago de Maracaibo, generalmente producen a partir de areniscas altamente permeables, no consolidadas, de edad Mioceno. En

muchos casos, los tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico han demostrado ser efectivos en lo que respecta al mejoramiento del desempeño del pozo.

Los ingenieros del laboratorio de soporte de campo de Schlumberger situado en Las Morochas, Venezuela, evaluaron diversos surfactantes ClearFRAC, seleccionando finalmente el fluido ClearFRAC EF por su aceptabilidad medioambiental en ambientes marinos, su baja tendencia a la formación de emulsiones con el petróleo pro-

ducido localmente y su perfil de viscosidad bajo las condiciones de fondo de pozo pronosticadas (página anterior, arriba).

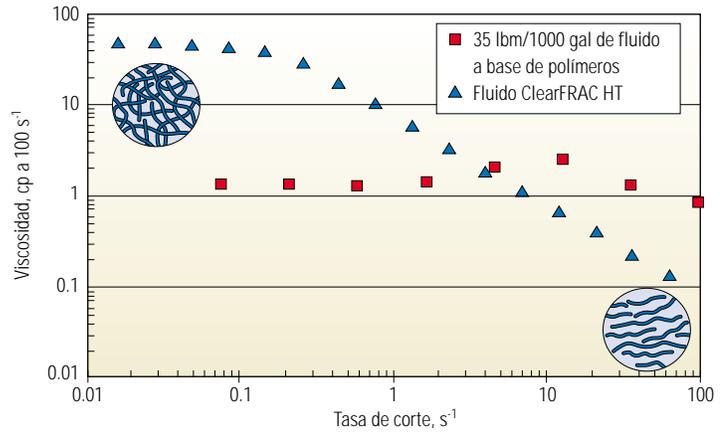
Para mejorar el desempeño del pozo inyector de vapor BA-2233, los ingenieros llevaron a cabo una operación de fracturamiento hidráulico generando una fractura de 15.2 mm [0.6 pulgadas] de ancho (página anterior, abajo). Mediante la utilización de un fluido portador ClearFRAC EF, se emplazaron en la formación un poco menos de 27,215 kg [60,000 lbm] de apuntalante para fracturamiento de malla 20/40. A los 10 minutos de iniciado el bombeo, o dos minutos después de que el apuntalante penetrara en los disparos, se observó el detenimiento del crecimiento longitudinal de la fractura (TSO, por sus siglas en inglés).¹¹

De acuerdo con el análisis del sistema de producción NODAL, la producción de petróleo con posterioridad al tratamiento de fracturamiento y previo a la inyección de vapor sería de aproximadamente 32 m³/d [200 B/D]. La producción real después del tratamiento de estimulación fue de 33 m³/d [209 B/D], lo que coincide con el pronóstico del análisis NODAL.

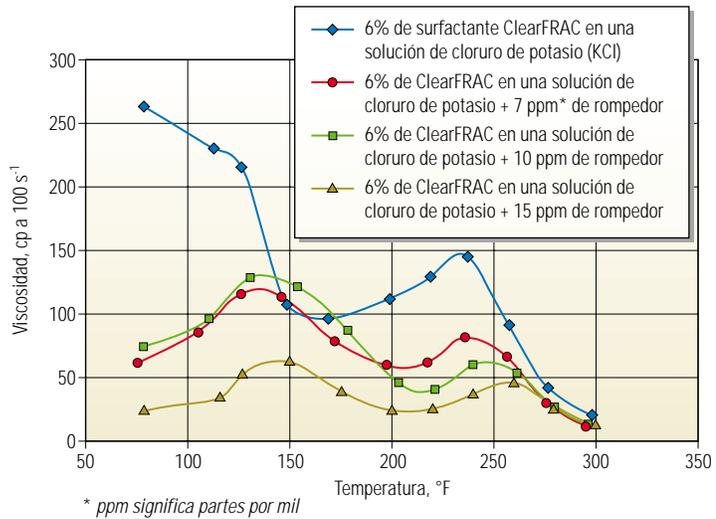
Retorno de fluidos más diluidos

Los fluidos de fracturamiento cumplen con dos objetivos fundamentales: en primer lugar, proveer la energía hidráulica que genera y abre una fractura y, en segundo lugar, emplazar los materiales apuntalantes transportados en la fractura abierta para mantener una trayectoria conductiva, o conducto, para el flujo lineal hacia el interior del pozo. Una vez ejecutadas estas tareas, la presión del pozo cae y el fluido de fracturamiento fluye a la superficie.

En las pruebas de campo, los ingenieros observaron que, en comparación con los fluidos a base de polímeros más convencionales, con los fluidos VES se requerían niveles de viscosidad significativamente más bajos para transportar y emplazar el apuntalante en forma eficaz (derecha, arriba). No obstante, en ciertos casos, hasta niveles de viscosidad mínimos podrían retardar el flujo de retorno del fluido de fracturamiento durante la limpieza del pozo.



Polímeros de desempeño destacado. Tanto en evaluaciones de laboratorio como en evaluaciones de campo, los fluidos ClearFRAC HT mostraron un desempeño superior al de los fluidos a base de polímeros (rojo) en lo que respecta a eficiencia de transporte. A una tasa de corte baja, los fluidos ClearFRAC HT proveen viscosidades más altas que los fluidos a base de polímeros (azul-izquierda), mientras que a una tasa de corte más alta (azul-derecha) se observan viscosidades mucho más bajas.



Efectividad de los rompedores VES. La viscosidad de los fluidos ClearFRAC (azul) puede ser reducida mediante el agregado de compuestos rompedores. Con mucha frecuencia, los rompedores están encapsulados y entran en contacto con el fluido VES cuando las cápsulas son trituradas durante el periodo posterior al fracturamiento. Frente a la exposición a los rompedores encapsulados, la viscosidad del fluido VES (dorado-izquierda) se reduce hasta en diez veces. Se muestra el desempeño resultante del incremento de la concentración de rompedor con el incremento de la temperatura.

Si se acorta el tiempo requerido para limpiar un pozo, se puede obtener más rápidamente la producción comercial. Teniendo en cuenta este concepto, los responsables del desarrollo de tecnologías comenzaron a investigar la química de los rompedores de emulsión para los fluidos VES a fin de posibilitar una reducción de la viscosidad en sitio en forma controlable y predecible.

La reducción de la viscosidad en las suspensiones VES depende de diversos factores, incluyendo el medio iónico, la temperatura y los parámetros de empaques de surfactantes.¹² Los primeros experimentos demostraron que, al igual

que los hidrocarburos producidos, los rompedores químicos hacen que las micelas de los fluidos VES cambien su forma de barra para convertirse en esferas, colapsando la estructura micelar entrecruzada que genera la viscosidad.

Para fines de 1999, los responsables del desarrollo de tecnologías descubrieron una nueva versión de rompedores de emulsión que podían encapsularse y mezclarse con los apuntalantes para ser distribuidos en forma uniforme y efectiva a lo largo de toda la fractura (arriba). En una operación de fracturamiento típica, una vez emplazado el apuntalante en la fractura, se eli-

10. Los surfactantes aniónicos son agentes activos en superficie que poseen una carga negativa neta.
 11. El fracturamiento con control del largo de la fractura consiste en hacer que el apuntalante obture deliberadamente el extremo de la fractura a través del agotamiento del colchón. La propagación ulterior de la fractura cesa y la continuidad del bombeo aumenta el ancho de la fractura.
 12. El parámetro de empaque de surfactante es afectado por las condiciones de la solución tales como temperatura y concentración de surfactante. También puede ser influenciado por los cambios acaecidos en la longitud de la cadena micelar y la ausencia de simetría, que producen un incremento en la curvatura espontánea del surfactante, determinando finalmente si las moléculas de surfactante formarán micelas esféricas o micelas cilíndricas.

mina la presión hidráulica y la fractura comienza a cerrarse. Las cápsulas que contienen el rompedor ClearFRAC son trituradas dentro de la fractura que se está cerrando, liberando el rompedor. El rompedor modifica los parámetros del empaque de surfactante del fluido de fracturamiento: las micelas colapsan y la viscosidad se reduce, mejorando efectivamente el flujo de retorno del fluido de fracturamiento.

En aplicaciones de campo, la utilización de rompedores VES mejora la limpieza del pozo e incrementa la producción temprana de gas. Se reduce la formación indeseada de espuma de fluido en la superficie, se mejora la separación gas-líquido y se optimiza la conductividad de la fractura. Si se comparan las curvas de producción de los pozos fracturados con los sistemas a base de polímeros más antiguos con los pozos fracturados utilizando los fluidos VES que incorporan la química de los rompedores, se observa que las curvas de producción a menudo se asemejan con el tiempo. No obstante, en los primeros 60 días aproximadamente, la limpieza más rápida de los fluidos VES que utilizan rompedores encapsulados produce un volumen de gas incremental sustancial; los pozos se ponen en producción más rápido mejorando el retorno de la inversión (derecha).

Extensión de los límites técnicos

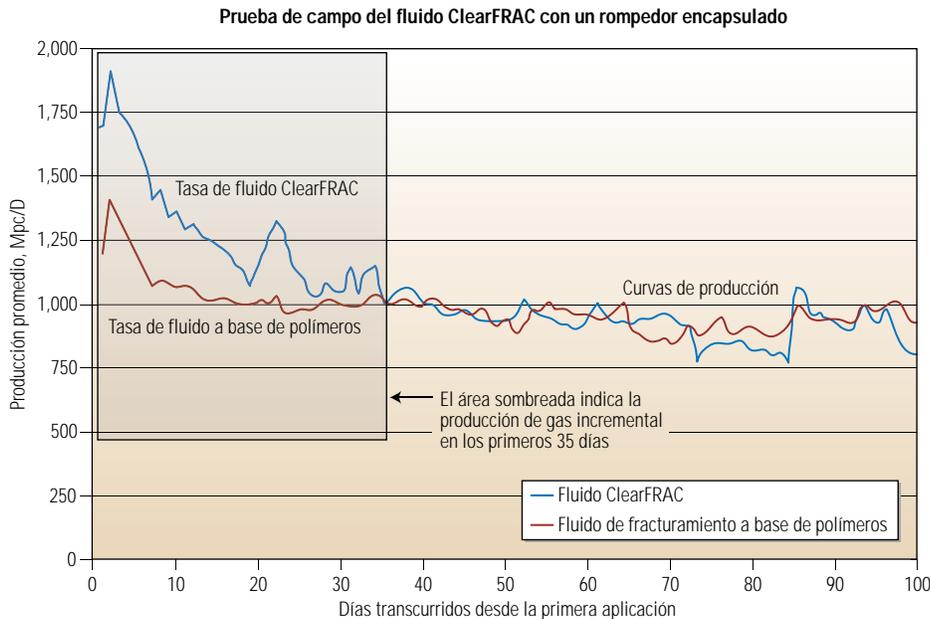
Los ingenieros, científicos y responsables del desarrollo de tecnologías que aplican fluidos VES lograron diversos acontecimientos importantes, incluyendo la aceptación mediambiental y el control de la viscosidad diseñado técnicamente. Ahora, a medida que los ambientes de perforación se extienden para incluir condiciones de temperatura, profundidad y presión más extremas, los sistemas VES también están evolucionando para satisfacer estos desafíos.

La versatilidad de los surfactantes viscoelásticos hace posible el desarrollo de sistemas de fluidos para aplicaciones específicas. En Canadá, se necesitaba un nuevo sistema VES para enfrentar los desafíos de perforación planteados en las áreas de desarrollo de gas somero del sur de Alberta (derecha). Las rentabilidades marginales, las estrictas regulaciones ambientales y las bajas temperaturas de los pozos impusieron sobre los operadores la necesidad de buscar tecnologías de fluidos de fracturamiento nuevas.

Los ingenieros de Schlumberger respondieron a esa necesidad desarrollando un fluido de fracturamiento libre de polímeros ClearFRAC LT, un fluido a base de surfactantes viscoelásticos diseñado para satisfacer diversos requisitos incluyendo su utilización en ambientes fríos.

Aplicado en pozos con temperaturas inferiores a 38°C [100°F], el nuevo fluido también demostró ser económico en situaciones que requerían soluciones de fracturamiento hidráulico de bajo costo. Para cumplir con los requisitos vigentes en

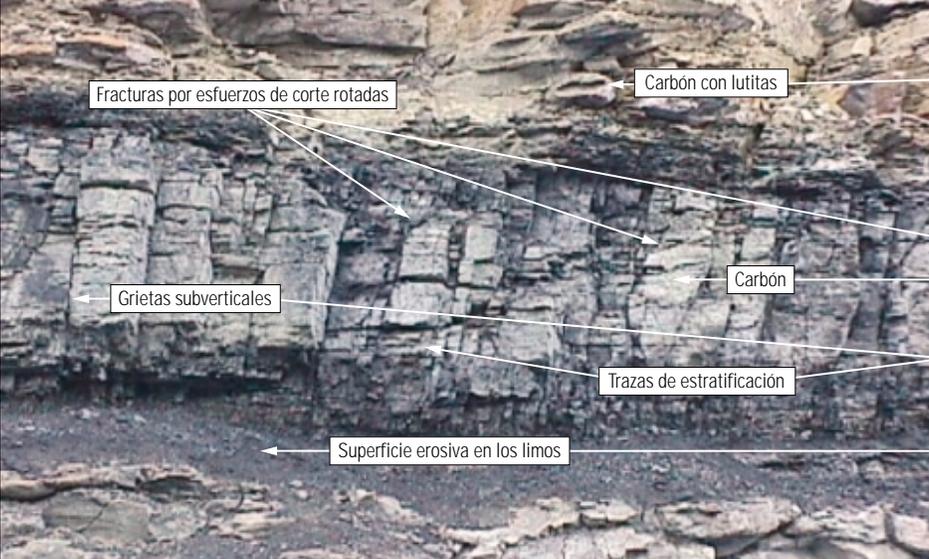
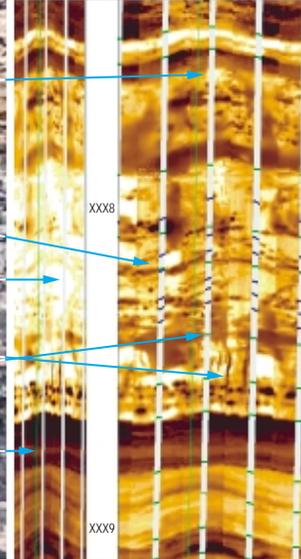
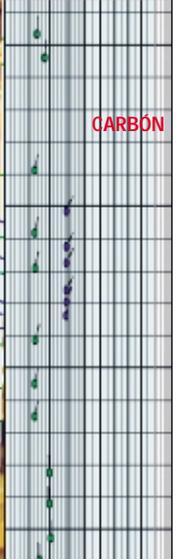
Canadá en materia de medio ambiente, los responsables del desarrollo de tecnologías diseñaron el sistema ClearFRAC LT para que resultara compatible con soluciones salinas sin cloruros, tales como los métodos de fractura-



^ Gas incremental. Los datos de las pruebas de campo indican que los fluidos ClearFRAC se limpian más rápido (azul), produciendo más gas en el primer mes de producción que los fluidos a base de polímeros (rojo). Este gas incremental (recuadro sombreado) puede compensar el costo de las operaciones de estimulación y mejorar el retorno de la inversión.



^ Zonas prospectivas de gas somero en el sur de Alberta. El fluido ClearFRAC LT de baja temperatura se diseñó en primer término para ayudar a los operadores a estimular en forma económica y eficaz los pozos perforados en las áreas del sur de Alberta (dorado), Canadá.

Registro de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total		
Imagen estática	Imagen dinámica	Flechas que señalan el echado 0° 90°
		

Gas nuevo a partir del carbón somero. Si bien representan un desafío en lo que respecta a explotación, los mantos de carbón constituyen una fuente de gas natural no convencional en forma de metano en capas de carbón (CBM, por sus siglas en inglés). El CBM existe como gas adsorbido en la matriz del carbón o como gas libre en las fracturas o grietas del carbón. Las grietas varían en lo que respecta a tamaño, oscilando entre microscópicas y visibles a simple vista (*izquierda*). Las grietas se orientan generalmente en sentido perpendicular a los planos de estratificación naturales. Las imágenes de buena calidad obtenidas con la herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total operada a cable pueden definir grietas en afloramientos de capas de carbón más grandes. En esta imagen se observan abundantes grietas (*derecha*). Los colores brillantes de las imágenes estáticas indican litologías más resistivas, tales como los carbones, mientras que los colores oscuros corresponden a lutitas, limos, cenizas o fracturas abiertas. También pueden observarse fracturas por esfuerzos de corte naturales dentro del carbón que en general rotan formando ángulos variables con respecto a los planos de estratificación. (Foto e imagen FMI, gentileza de David Schoderbek, Burlington Resources Canadá, Calgary, y Satyaki Ray, Schlumberger Canadá Ltd., Calgary; utilizadas con autorización).

miento con espuma a base de nitrato de amonio y nitrógeno. Los fluidos ClearFRAC LT también pueden ser formulados con cloruro de potasio y cloruro de amonio.

Como sucede con otros productos ClearFRAC, el surfactante ClearFRAC LT se mezcla continuamente, lo que posibilita un ahorro de tiempo considerable en la localización del pozo. Los costos se reducen y cada día se pueden estimular más zonas. Las pruebas de campo realizadas en pozos múltiples de Canadá mostraron una mejora de los parámetros económicos de perforación y de la logística y la capacidad de estimular zonas productivas marginales en ambientes de baja temperatura.

Las modificaciones introducidas en la química de los surfactantes viscoelásticos ClearFRAC LT han permitido hallar nuevas aplicaciones que trascienden los pozos de baja temperatura, por ejemplo en yacimientos no convencionales tales como los yacimientos de metano en capas de carbón (CBM, por sus siglas en inglés) y las lutitas carboníferas, o ricas en carbono, fracturadas, que pueden resultar difíciles de explotar. Globalmente, estos tipos de

yacimientos llegan a representar volúmenes de hasta 99 a 269 trillones de m³ [3,500 a 9,500 Tpc] de gas natural.¹³

La permeabilidad es uno de los factores más críticos en la recuperación de depósitos CBM. Sin intervención, la transmisión del fluido y de la presión depende en gran medida de la presencia de grietas de carbón y del sistema de fracturas en capas de carbón asociado (*arriba*).¹⁴

A diferencia del gas presente en una matriz de arenisca convencional, el gas CBM es arrastrado en el sistema de carbón por sorción en las superficies internas del carbón. En los sistemas de areniscas, la reducción de la presión de poro hasta 500 lpc [3,447 kPa] a menudo produce la liberación de todo el gas arrastrado, mientras que en un depósito CBM, suelen requerirse presiones de tan sólo 100 lpc [689 kPa].

Independientemente de que las fracturas sean naturales o inducidas durante las operaciones de perforación o terminación, la combinación de baja permeabilidad y bajas caídas de presión hace que los yacimientos CBM sean sensibles a cualquier restricción en el flujo. Las terminaciones horizontales convencionales demostraron cierto grado de

éxito en la producción de reservas CBM compactas. No obstante, la productividad cae en forma dramática cuando la permeabilidad natural se reduce por debajo de 10 mD. El daño producido por los fluidos de perforación o de fracturamiento reduce aún más la productividad.¹⁵

13. Fredd CN, Olsen TN, Brenize G, Quintero BW, Bui T, Glenn S y Boney CL: "Polymer-Free Fracturing Fluid Exhibits Improved Cleanup for Unconventional Natural Gas Well Applications," artículo de la SPE 91433, presentado en la Reunión Regional de Oriente de la SPE, Charleston, Virginia Oeste, EUA, 15 al 17 de septiembre de 2004.

Para más información sobre producción de gas CBM, consulte: Anderson J, Simpson M, Basinski P, Beaton A, Boyer C, Bulat D, Ray S, Reinheimer D, Schlachter G, Colson L, Olsen T, John Z, Khan R, Low N, Ryan B y Schoderbek D: "Producción de gas natural a partir del carbón," *Oilfield Review* 15, no. 3 (Invierno de 2003/2004): 8–33.

14. Una grieta es un plano de rotura presente en los depósitos de carbón, que provee conductividad natural a través de la capa de carbón.

15. Osman EA y Aggour MA: "Determination of Drilling Mud Density Change with Pressure and Temperature Made Simple and Accurate by ANN," artículo de la SPE 81422, presentado en la 13a Muestra y Conferencia del Petróleo de Medio Oriente de la SPE, Bahrain, 9 al 12 de junio de 2003.

Cuando un manto de carbón se expone a los fluidos de perforación o de fracturamiento, puede producirse dilatación como resultado de la absorción del agua, los fluidos gelificados o el agua que contiene bajas concentraciones de agentes reductores de la fricción, tales como la poliácridamida parcialmente hidrolizada (PHPA, por sus siglas en inglés). Esto conduce a menudo a una reducción sustancial de la porosidad y la permeabilidad de las grietas (derecha). Se han reportado reducciones irreversibles de cinco a diez órdenes de magnitud.¹⁶ El hecho de no remover los geles o los viscosificadores de los fluidos de fracturamiento de las microfracturas naturales puede producir daños adicionales a la permeabilidad.

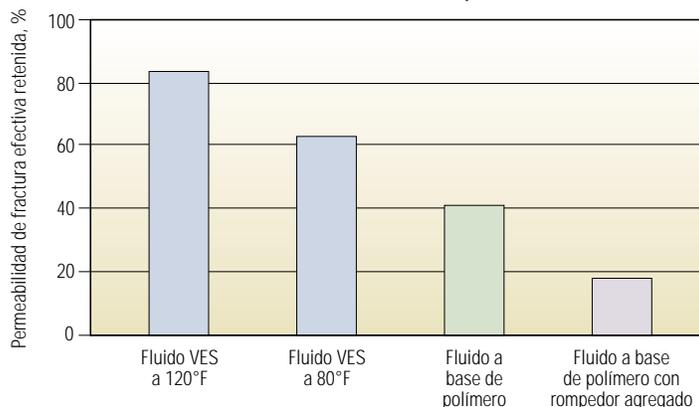
La eliminación de estos materiales con posterioridad al fracturamiento depende de la iniciación de una caída de presión y de la producción del fluido contenido en el carbón. Es probable que no se disponga de suficiente energía a las bajas presiones características de los yacimientos CBM, para limpiar en forma eficaz los fluidos de fracturamiento a base de polímeros residuales.

Cuando se preparan para fracturar hidráulicamente un depósito CBM, los ingenieros también deben considerar los asuntos relacionados con la presencia de ambientes sensibles desde el punto de vista ambiental. Tanto como un tercio de las reservas de CBM de EUA se encuentran localizadas en áreas en las que estrictas reglamentaciones ambientales controlan la composición de los fluidos que podrían entrar en contacto con el agua subterránea potable.

Los ingenieros del Centro de Productos de Schlumberger en Sugar Land (SPC) desarrollaron los fluidos de fracturamiento no dañinos CoalFRAC específicamente para el fracturamiento de CBM. Con mucha frecuencia, los fluidos CoalFRAC son energizados con nitrógeno y causan mínimo daño por sorción en las grietas del carbón. Como sucede con otros fluidos a base de VES, los fluidos CoalFRAC retornan de inmediato a la superficie después del fracturamiento, lo que evita el daño potencial en la permeabilidad asociado con los fluidos de fracturamiento a base de polímeros residuales.

Las pruebas de campo realizadas en Wyoming central, EUA, demuestran el desempeño de los fluidos VES en yacimientos no convencionales. Inicialmente, en un tratamiento de fracturamiento consistente en seis etapas se emplazaron 149,680 kg [330,000 lbm] de apuntalante de malla 16/30 en la capa de carbón, utilizando una combinación de fluidos de fracturamiento a base de polímeros convencionales, energizados y no energizados, no reticulados.¹⁷

Permeabilidad retenida en capas de carbón



▲ Permeabilidad retenida en capas de carbón. En las pruebas de permeabilidad de retorno realizadas en una capa de carbón simulada en el laboratorio, se muestran las características no dañinas de los fluidos VES libres de polímeros (azul) en comparación con los fluidos a base de polímeros (verde y púrpura).

Dado que los resultados no lograron satisfacer las expectativas, los ingenieros de Schlumberger y de las compañías clientes diseñaron un programa de refracturamiento para el intervalo de 183 m [600 pies] correspondiente a la capa de carbón. Las permeabilidades de la capa de carbón oscilaban entre 0.6 y 2 mD. Las reservas de gas fueron estimadas en 11 a 14 m³/t [350 a 450 pc/ton] de carbón. Mediante el bombeo de nueve etapas de fracturamiento a través de tubería flexible utilizando técnicas CoalFRAC, los ingenieros de Schlumberger emplazaron 118,000 kg [260,000 lbm] de apuntalante para fracturamiento de malla 16/30 empleando un fluido CoalFRAC energizado con nitrógeno.

La combinación de las nuevas técnicas de fracturamiento con la tecnología de fluidos CoalFRAC VES permitió quintuplicar la producción inicial. Hasta el momento se han llevado a cabo más de 100 tratamientos CoalFRAC en América del Norte. Si se comparan con los tratamientos con fluidos de fracturamiento a base de polímeros más comunes, en promedio, los regímenes de producción obtenidos utilizando fluidos CoalFRAC han mejorado entre un 30 y un 60% en lo que respecta tanto a aplicaciones CBM como a aplicaciones en lutitas carboníferas.

El interés de los operadores en la obtención de fluidos de fracturamiento eficientes continuó expandiéndose, pasando de las aplicaciones a bajas temperaturas a ambientes mucho más profundos y con temperaturas mucho más elevadas. A lo largo del año 2002, los fluidos de estimulación VES demostraron su eficacia a temperaturas oscilantes entre 4.5°C [40°F] y un límite superior de aproximadamente 104°C [220°F].

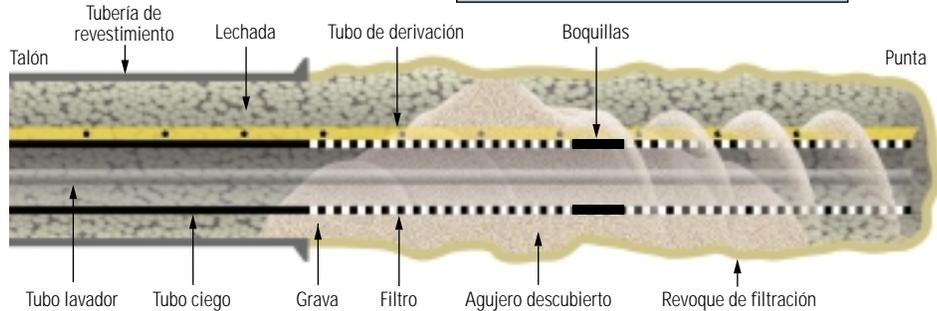
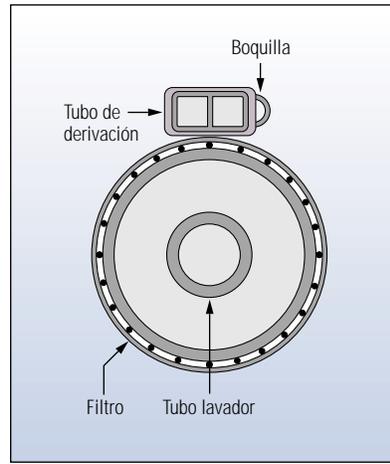
Para abordar la necesidad de contar con fluidos VES que resultaran efectivos en ambientes de alta temperatura, los científicos del SPC desarrollaron el fluido de fracturamiento libre de polímeros ClearFRAC HT, un fluido de fracturamiento VES a base de zwitterión diseñado específicamente para temperaturas elevadas.¹⁸ El sistema ClearFRAC HT extiende la envolvente operacional de los surfactantes VES a 135°C [275°F] a la vez que mantiene otros atributos comunes a los demás fluidos VES, tales como baja caída de presión por fricción y excelente capacidad de transporte de apuntalantes. Los fluidos ClearFRAC HT poseen baja tendencia a la formación de emulsiones, lo que permite su utilización en un amplio rango de aplicaciones de yacimientos de petróleo.

Al igual que otros fluidos de fracturamiento a base de surfactantes viscoelásticos, la viscosidad de los fluidos ClearFRAC HT se reduce sustancialmente como consecuencia de la dilución con las salmueras de formación, el contacto o la mezcla con hidrocarburos, o el agregado de rompedores químicos.

Mejoramiento del desempeño de las operaciones de empaque de grava

La producción de arena constituye un problema serio en muchos yacimientos y los operadores deben invertir sumas importantes para minimizar los efectos del flujo de arena no controlado. El empaque de grava, en sus diversas formas, se utiliza comúnmente para controlar el flujo de arena hacia el interior del sistema de producción.¹⁹

Los aumentos logrados en la estabilidad térmica, las mejoras de la tecnología de rompedores de emulsión y la mayor compatibilidad con una



^ Emplazamiento del empaque de grava con fluidos VES. El emplazamiento de la grava en pozos de gran desviación y alcance extendido siempre es difícil. Mediante la utilización de los fluidos VES para el transporte del apuntalante junto con la tecnología Alternate Path, los ingenieros pueden minimizar el riesgo de generar un empaque de grava a agujero descubierto incompleto. Los tubos de derivación adosados a la parte exterior del filtro (*extremo superior derecho*) proveen una trayectoria para que la lechada de empaque de grava fluya en caso de producirse un arenamiento prematuro o un taponamiento.

variedad de soluciones salinas han extendido las aplicaciones de los fluidos VES. Desde su introducción como fluidos de empaque de grava, los fluidos VES han vuelto a ser el foco de atención de los especialistas tanto en control de la producción de arena como en empaque de grava.

En las operaciones de empaque de grava a agujero descubierto, un fluido portador transporta y emplaza un volumen de grava de tamaño específico en el espacio anular existente entre la roca yacimiento y el arreglo de producción, que suele consistir en una tubería de revestimiento corta ranurada o un filtro de alambre plano (arriba).

La grava actúa como un filtro permitiendo que el fluido de formación fluya de la formación a la sarta de producción, a la vez que se filtran los granos de arena y otros finos de formación. Al igual que en las operaciones de fracturamiento, la conductividad, o la capacidad de los fluidos de circular a través del empaque de grava, es clave para maximizar la productividad del pozo.

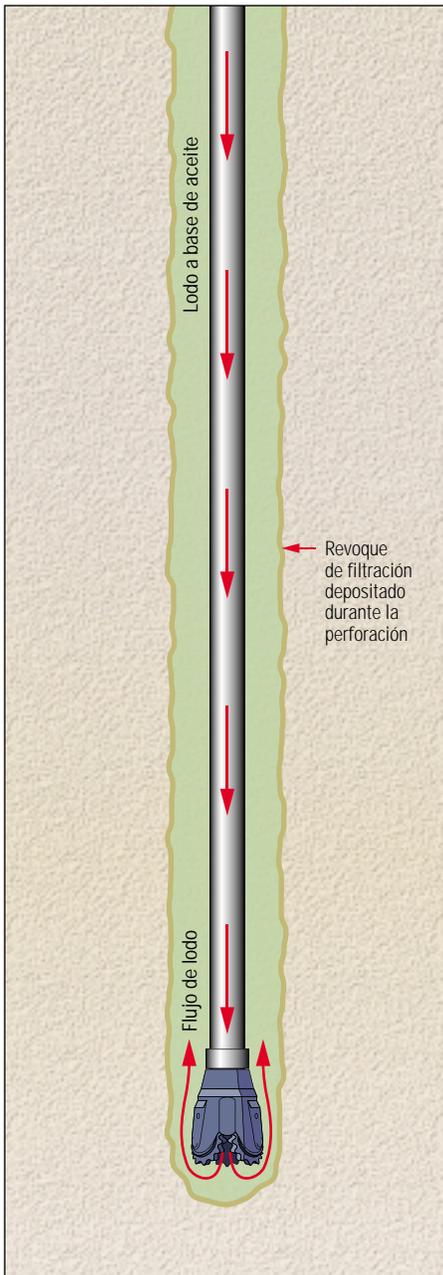
Las operaciones de empaque de grava también deben diseñarse para proveer un flujo uniforme a través del arreglo de producción. Los empaques de grava con deficiencias de diseño o de implementación pueden someter el arreglo de producción a zonas de flujo concentrado o puntos candentes. En el caso de los filtros de alambre plano, el flujo concentrado erosiona la malla de alambre, lo que se traduce en la irrupción de arena y en el acortamiento de la vida útil de la terminación que, a su vez, puede conducir a costosas operaciones de reparación con fines correctivos o a operaciones de re-terminación.

Para prolongar la vida útil de los empaques de grava, los ingenieros deben lograr uniformidad en el emplazamiento de la grava y en el flujo de fluido producido a lo largo de toda la termina-

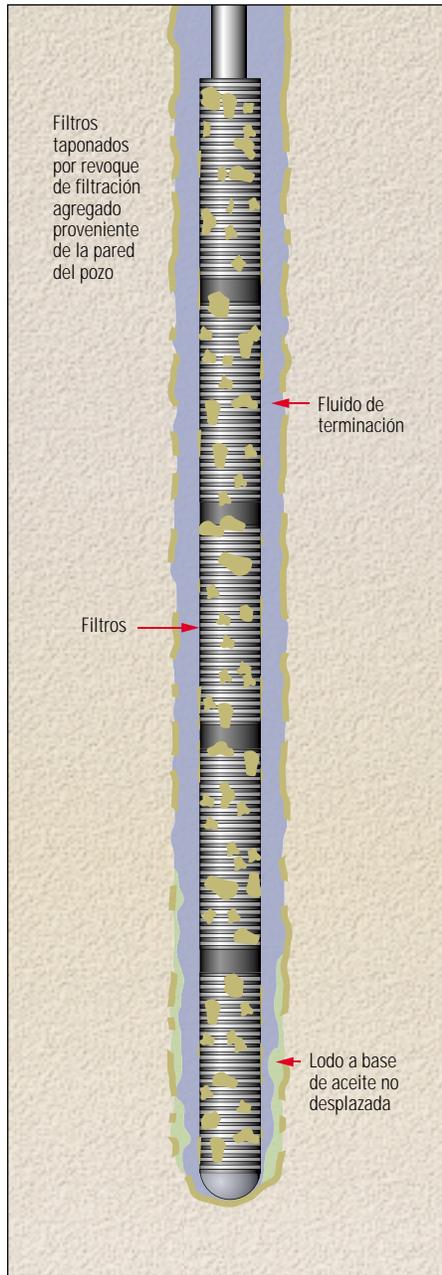
ción. La conductividad a través de un empaque de grava puede ser deteriorada por la presencia de material residual de perforación o de fluidos portadores que perdura después del contraflujo. A diferencia de muchos fluidos a base de polímeros, los fluidos portadores VES optimizan el transporte de la grava sin dejar residuos dañinos que deterioran la producción.

Durante la construcción de pozos, los perforadores intentan minimizar el daño de formación y las complicaciones relacionadas con las operaciones de perforación, tales como el atascamiento de las tuberías, mediante la reducción del volumen de fluido que se pierde en una formación. Los fluidos de perforación tienen fases múltiples, que a menudo se describen como fases continuas y discontinuas. La fase continua consiste de un fluido portador, que suele ser agua o petróleo junto con sales y otros compuestos solubles en los fluidos portadores. La fase discontinua contiene materiales insolubles, tales como los agentes densificantes, los sólidos perforados, los polímeros y los reductores de pérdida de fluido con partículas de sólidos tales como el carbonato de calcio.

16. Puri R, King GE y Palmer ID, "Damage to Coal Permeability During Hydraulic Fracturing," artículo de la SPE 21813, presentado en la Reunión Regional de las Montañas Rocallosas y el Simposio sobre Yacimientos de Baja Permeabilidad de la SPE, Denver, 15 al 17 de abril de 1991.
17. Fredd et al, referencia 13.
18. Un compuesto zwitteriónico o dipolar lleva tanto una carga positiva como una carga negativa.
19. Para más información sobre la producción de arena y su control, consulte: Acock A, ORourke T, Shirmboh D, Alexander J, Andersen G, Kaneko T, Venkitaraman A, López-de-Cárdenas J, Nishi M, Numasawa M, Yoshioka K, Roy A, Wilson A y Twynam A: "Métodos prácticos de manejo de la producción de arena," *Oilfield Review* 16, no. 1 (Verano de 2004): 10-29.



Perforación



Terminación

^ Eliminación del revoque de filtración. El revoque de filtración (*izquierda*) puede dañar severamente un empaque de grava. Si no es eliminado adecuadamente por medios mecánicos o químicos, el revoque de filtración puede volver a fluir dentro del empaque de grava durante la producción, taponando las trayectorias de flujo y reduciendo la permeabilidad y la conductividad (*derecha*).

Durante las operaciones de perforación, el pozo se encuentra generalmente en condiciones de sobrealance; la presión hidrostática es mayor que la presión de poro. A medida que el fluido de perforación es impulsado contra la roca yacimiento permeable, la formación actúa como un filtro y la fase continua penetra por fuerza en los espacios de poro. Dependiendo de la permeabilidad y del tamaño de las gargantas de poro dentro de la formación que se está per-

forando, pequeños volúmenes de la fase discontinua son depositados en la región vecina al pozo formando un revoque de filtración tanto interno como externo con respecto a la cara del pozo. A medida que el fluido del pozo circula, este proceso continúa describiendo un ciclo dinámico de erosión y sedimentación.

Una vez perforado el pozo, los ingenieros utilizan herramientas mecánicas y barridos químicos para preparar el pozo para una

terminación a agujero descubierto. Independientemente del método de limpieza, siempre perdura cierta cantidad de revoque de filtración residual y de sólidos de las gargantas de poro. Si no se eliminan, estos materiales migran desde la roca yacimiento hacia el interior del empaque de grava obturando potencialmente las trayectorias de flujo, reduciendo la conductividad, deteriorando la producción y creando puntos candentes que acortan la vida de la terminación (*izquierda*).

Para remover el material de revoque de filtración interno y externo, pueden requerirse altas caídas de presión, de más de 200 lpc [1.38 MPa], para iniciar el flujo cuando el revoque de filtración queda atrapado entre la grava y la formación. Los datos de la industria indican que, sin tratamiento, la permeabilidad retenida después del flujo de retorno puede ser extremadamente baja; en ocasiones inferior al 1% de la permeabilidad del yacimiento original.²⁰

En el pasado, los tratamientos destinados a remover los revoques de filtración se realizaban después de instalar el aparejo de terminación y los empaques de grava. Este procedimiento implicaba múltiples viajes de entrada al pozo para desplazar el fluido portador de empaque de grava y colocar productos químicos que atacan el revoque de filtración y otros compuestos residuales.²¹

Hoy en día, los ingenieros combinan los fluidos portadores de empaque de grava VES tales como el sistema de fluidos ClearPAC, para las operaciones de empaque de grava, con enzimas y soluciones de agentes quelatantes (CAS, por sus siglas en inglés) para atacar los componentes principales del revoque de filtración; almidones y agentes de obturación a base de carbonato de calcio [CaCO₃]. La eliminación o la degradación de estos compuestos reducen significativamente la presión de iniciación del flujo de retorno y permiten que el material de revoque de filtración degradado atraviese el empaque de grava, minimizando el deterioro de la permeabilidad y mejorando el desempeño del pozo.

La implementación de una operación de empaque de grava y limpieza consistente en un solo paso requiere la integración de las tecnologías de construcción y terminación de pozos. A través de la cuidadosa selección e ingeniería del diseño del fluido de perforación de yacimientos, la evaluación de las químicas de limpieza en el laboratorio y la evaluación de las condiciones de pozo potenciales, los fluidos VES están ayudando a los ingenieros a emplazar la grava en forma uniforme y lograr la eliminación consistente del revoque de filtración, particularmente a lo largo de largas secciones horizontales de pozo.

Empaque de grava a agujero descubierto en aguas profundas

En un esfuerzo por incorporar las reservas de petróleo situadas en las profundidades del Campo Foinaven, que se encuentra ubicado a unos 190 km [118 millas] al oeste de las Islas Shetland, en el sector británico del Mar del Norte, BP opera dos bloques en un tirante de agua que oscila entre 400 y 600 m [1,312 y 1,969 pies]. El desarrollo del campo comenzó a fines de 1994. Para el año 2003, BP había perforado y completado la terminación con empaque de grava y tubos de derivación a agujero descubierto en aguas profundas más larga del mundo, como primer paso para acceder a un volumen de reservas de petróleo estimado en más de 40 millones de m³ [250 millones de barriles].^{22,23}

El desarrollo inicial del yacimiento T25 del Campo Foinaven implicó una terminación simple de un pozo horizontal. El Pozo P110 se extiende a lo largo de 937 m [3,075 pies] de agujero descubierto, abarca dos cuerpos arenosos separados por una sección de lutitas de 162 m [532 pies] y tiene acceso a un volumen estimado de 6.7 millones de m³ [42 millones de barriles] de petróleo.

En el momento de comenzar con el desarrollo del campo en el año 1997, los ingenieros de BP contaban con diversos tipos de diseños de terminación a agujero descubierto. No obstante, ningún desarrollo había planteado tantos desafíos como el Pozo P110. Dado el elevado costo de los trabajos y el riesgo involucrado en las operaciones en aguas profundas, se asignaron considerables recursos a la planeación y diseño de la terminación del Pozo P110.

Los ingenieros examinaron primero si más de 900 m [2,952 pies] de pozo horizontal podían ser empacados con grava efectivamente y, en caso de ser factible, de qué manera se llevaría a cabo el trabajo. Mediante la utilización de simulaciones numéricas y datos de caídas de presión por fricción provenientes de una prueba de taller en gran escala previa, los ingenieros determinaron que la tecnología de empaque de grava con tubos de

derivación a agujero descubierto podría asegurar el emplazamiento efectivo de la grava en pozos de más de 900 m y, potencialmente, en pozos de hasta 1,524 m [5,000 pies]. Sin embargo, para no superar los límites de caída de presión por fricción, las tasas de flujo durante el emplazamiento de la grava debían ser bajas; es decir, de aproximadamente 0.4 m³/min [2.5 bbl/min].

La distribución efectiva de la arena del empaque de grava a bajas tasas de flujo a través de un pozo horizontal largo requiere de un pozo correctamente construido y un fluido portador con características de fluidificación por esfuerzo de corte para minimizar la pérdida de presión durante el emplazamiento de la grava frente a la formación. Los ingenieros determinaron que para minimizar el riesgo y mejorar la eficiencia y el potencial de producción, se requería de una operación de terminación con empaque de grava y limpieza consistente en un solo paso.

La información de yacimientos limitada y la falta de datos de núcleos planteaban una variedad de desafíos, desde la selección de la grava y el filtro hasta el desarrollo de fluidos de perforación, empaque de grava y limpieza no dañinos sinérgicos.

El primer desafío consistía en perforar un pozo de alta calidad evitando agrandamientos y desviaciones excesivas del pozo que pudieran interferir con el correcto emplazamiento de la arena durante las operaciones de empaque de grava. No obstante, antes de comenzar con la perforación se puso en marcha un programa de diseño de fluidos detallado para seleccionar el sistema de fluido de perforación del yacimiento (RDF, por sus siglas en inglés) correcto.

Este programa de diseño de fluidos incluyó un estudio de estabilidad del pozo para determinar las zonas de debilitamiento y la ventana de gradiente de fractura y densidad del lodo. Se utilizaron núcleos laterales de pozos vecinos para estudiar las características de las lutitas y la respuesta a la exposición al RDF. Además, se evaluó el potencial de daño de formación junto con la

calidad del revoque y los requerimientos de presión de eliminación utilizando técnicas de evaluación de permeámetros de retorno de laboratorio estándar.

La compatibilidad con la química de los fluidos de terminación y limpieza resultó clave para el diseño RDF. Los ingenieros seleccionaron los componentes del sistema de fluidos de perforación en base a la eficiencia de la perforación, la estabilidad del pozo y la susceptibilidad a los rompedores de enzimas y los agentes quelatantes.

La selección de la grava se basó en estudios de núcleos laterales de pozos vecinos extensivos y en simulaciones de laboratorio. Se combinaron técnicas de tamizado seco, análisis granulométricos láser y técnicas de microscopía electrónica de barrido para estimar el tamaño del grano de grava en la Formación Foinaven T25. Estos resultados se utilizaron luego para desarrollar un material de empaque de núcleos artificial como análogo de laboratorio.

Los técnicos utilizaron el material de núcleos artificial para la inyección de lechada y las pruebas previas al empaque. Las pruebas de inyección de lechada simulaban la migración de la arena de formación hacia el interior del empaque de grava durante la producción de petróleo. Las pruebas previas al empaque simulaban los efectos del colapso del pozo que podría ocasionar la migración de volúmenes significativos de arena de formación en el frente del empaque de grava. En base a los resultados de estas pruebas, se seleccionó un apuntalante sintético de malla 30/50 como el mejor material para controlar en forma efectiva la producción de arena y optimizar la eficiencia de la producción.

El emplazamiento de la grava a lo largo de los dos intervalos de producción horizontales era el próximo desafío a enfrentar. Se seleccionó un fluido portador de empaque de grava ClearPAC a base de surfactantes viscoelásticos por sus características de fluidificación por esfuerzo de corte, limpieza y transporte de apuntalante, y su capacidad para incorporar y distribuir los químicos para la limpieza del revoque de filtración uniformemente en ambas secciones empacadas con grava.

El fluido VES permitió a los ingenieros transportar y emplazar la grava a lo largo de ambas zonas de producción, que en conjunto abarcan 937 m [3,074 pies] de agujero descubierto. Más de 36,300 kg [80,000 lbm] de grava fueron emplazados en el pozo, cubriendo un 100% del volumen del agujero descubierto.

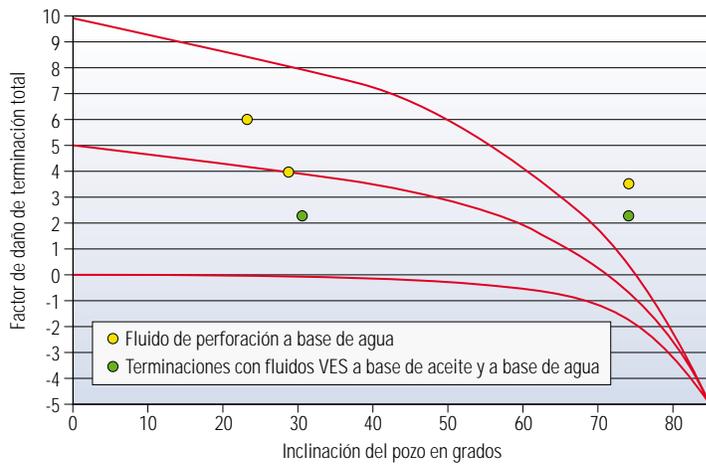
Durante las pruebas de pozos, el régimen de producción de petróleo inicial del Pozo P110 fue de 3,258 m³/d [20,500 B/D], superando las expect-

20. Brady ME, Bradbury AJ, Sehgal G, Brand F, Ali SA, Bennett CL, Gilchrist JM, Troncoso J, Price-Smith C, Foxenberg WE y Parlar M: "Filtercake Cleanup in Open-Hole Gravel-Packed Completions: A Necessity or a Myth?," artículo de la SPE 63232, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, 1 al 4 de octubre de 2000.

21. Para más información sobre empaques de grava y tecnología relacionada, consulte: Ali S, Dickerson R, Bennett C, Bixenman P, Parlar M, Price-Smith C, Cooper S, Desroches L, Foxenberg B, Godwin K, McPike T, Pitoni E, Ripa G, Steven B, Tiffin D y Troncoso J: "Empaques de grava en pozos horizontales de alta productividad," *Oilfield Review* 13, no. 2 (Otoño de 2001): 52-75.

22. Se utiliza tecnología de tubos de derivación o tecnología Alternate Path para garantizar un tratamiento de empaque de grava completo alrededor de los filtros. Si el espacio anular se empaqa prematuramente, los tubos de derivación adosados en la parte exterior de los filtros proveen conductos para la lechada de empaque de grava, permitiendo que el empaque de grava se desplace más allá de cualquier obturación o puente que pudiera formarse alrededor de los filtros. Para más información sobre tratamientos de empaque de grava con tubos de derivación, consulte: Acocck et al, referencia 19.

23. Wilson A, Roy A, Twynam A, Shirmboh DN y Sinclair G: "Design, Installation, and Results from the World's Longest Deep-Water Openhole, Shunt-Tube Gravel-Pack West of Shetlands," artículo de la SPE 86458, presentado en el Simposio y Exhibición Internacional sobre Control del Daño de Formación de la SPE, Lafayette, Luisiana, EUA, 18 al 20 de febrero de 2004.



^ Bajo factor de daño con lodo a base de aceite. El empleo de fluidos de perforación a base de aceite y fluidos de terminación a base de agua y la mayor inclinación del pozo, produce factores de daño mecánico más bajos. Se muestran los cambios teóricos en los factores de daño mecánico (rojo), donde con un ángulo de desviación de aproximadamente 60° el efecto geométrico comienza a dominar los factores de daño como lo indica la convergencia de las líneas correspondientes al daño mecánico. Si está correctamente diseñado, un fluido de perforación de yacimientos a base de aceite seguido de un fluido de empaque de grava VES, en combinación con la perforación de pozos de alto ángulo con respecto a los planos de estratificación, da como resultado terminaciones con un factor de daño mecánico bajo. En las pruebas de campo, los pozos perforados con lodos a base de agua muestran factores de daño mecánico más altos que los perforados con lodos a base de aceite. Los fluidos de perforación a base de aceite también pueden mitigar el daño mecánico por bajo ángulo.

tativas en unos 1,351 m³/d [8,500 B/D]. El pozo produce actualmente sin arrastre de arena.

Extensivos análisis de núcleos laterales y pruebas de laboratorio permitieron a los ingenieros dimensionar exitosamente los filtros de grava y de terminación. Los resultados de estas pruebas también guiaron el transporte de los fluidos RDF y VES y el diseño del sistema de limpieza. La integración de los procesos de diseño, construcción y terminación de pozos produjo resultados positivos: perforación exitosa con lodo a base de agua (WBM, por sus siglas en inglés), 100% de emplazamiento del empaque de grava, limpieza efectiva del revoque de filtración, cero daño mecánico y regímenes de producción que superaron las expectativas.

Cuándo se requiere lodo a base de aceite

Si bien los lodos a base de agua mejoraron sustancialmente desde mediados de la década de 1980, los ingenieros y científicos se han esforzado por diseñar lodos a base de agua eficaces desde el punto de vista de los costos, capaces de emular el desempeño de los fluidos a base de aceite en lo que respecta a calidad inhibidora, lubricidad y estabilidad térmica.

Las terminaciones con empaques de grava a agujero descubierto problemáticas experimentadas en Azerbaiján condujeron a BP a reemplazar

el RDF a base de agua por un lodo a base de aceite sintético (SOBM, por sus siglas en inglés).²⁴ Previo al año 2003, se habían perforado seis pozos utilizando RDF a base de agua, que posteriormente fueron empacados con grava. En las secciones yacimiento perforadas con barrenas de 8½ pulgadas, se observaron agrandamientos de los pozos de hasta 45.7 cm [18 pulgadas]. La presencia de rebordes en el agujero irregular dificultaba su limpieza, lo que se tradujo finalmente en operaciones de terminación con empaques de grava pobres (arriba).

Trabajando en conjunto con las compañías de servicios, los ingenieros de BP llevaron a cabo extensas pruebas de laboratorio para desarrollar un sistema de fluidos RDF y fluidos de terminación no dañinos con capacidad para controlar el pozo durante la perforación y proveer un bajo factor de daño durante la terminación.²⁵

El yacimiento está integrado por areniscas de grano fino a muy fino, pobre a moderadamente clasificadas, con un diámetro medio de 85 a 200 micrones, que requerían filtros de arena para empaque de grava de malla 20/40 y filtros calibre 12 para controlar la migración de arena y finos.

Se perforaron cuatro secciones yacimiento con SOBM cuyo espesor oscilaba entre 200 y 650 m [656 y 2,133 pies], que abarcaban dos areniscas productivas separadas por una sección de

lutitas reactivas de 120 m [394 pies] de espesor. La presión del yacimiento promediaba los 32 MPa a una profundidad vertical verdadera (TVD, por sus siglas en inglés) de 3,500 m [4,650 lpc a 11,483 pies].

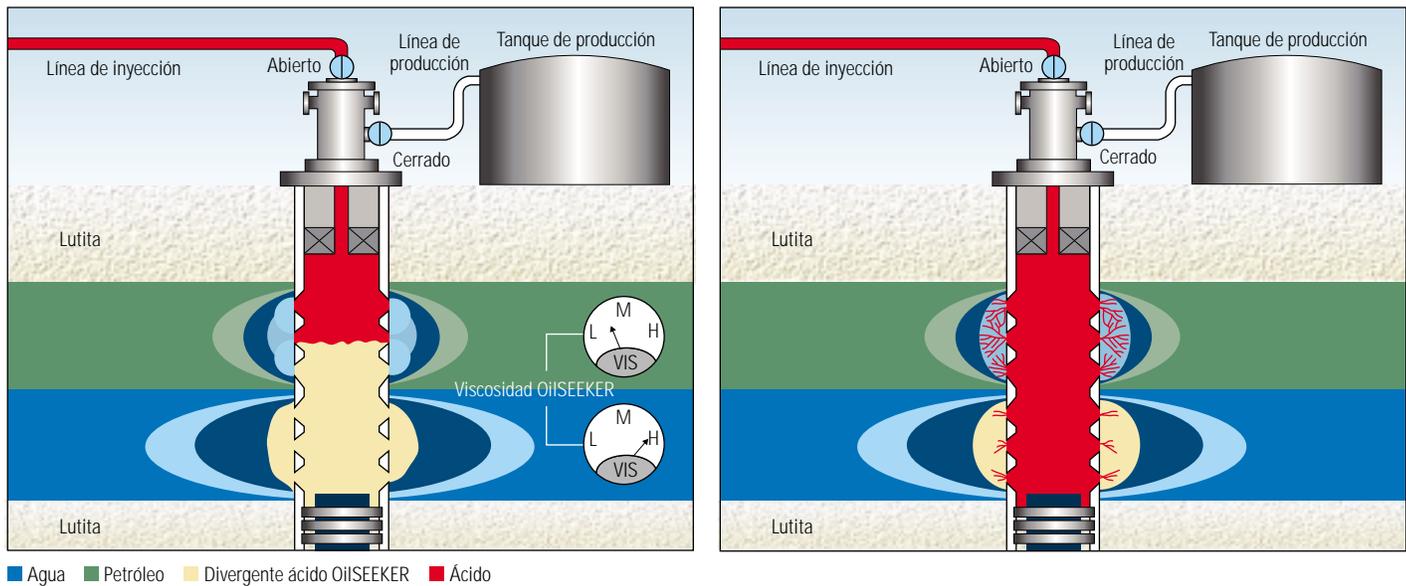
Los ingenieros perforaron cada una de las secciones yacimiento con SOBM de densidad 1,258 kg/m³ [10.5 lbm/gal]. A medida que avanzaba la perforación, los técnicos controlaban la calidad del revoque de filtración manteniendo la concentración de sólidos perforados por debajo del 2% y realizaban pruebas para asegurar que el RDF fluyera a través de un filtro de terminación de calibre 10, dos tamaños menos que lo requerido.

Una vez que el perforador terminó la sección yacimiento, se efectuó un viaje de limpieza utilizando sistemas mecánicos y químicos para remover los sólidos y los detritos de la tubería de revestimiento. El tramo de agujero descubierto por debajo de la tubería de revestimiento fue desplazado con fluido a base de agua de alta viscosidad con carbonato de calcio, dimensionado para controlar las pérdidas en la roca yacimiento, que permitía a la vez el pasaje a través de un filtro de terminación de alambre plano calibre 10. El tramo de pozo entubado fue desplazado luego con salmuera de terminación.

Para garantizar el empaque de grava completo a través de zonas múltiples, los ingenieros recomendaron la ejecución de una terminación Alternate Path. Después de bajar el aparejo de terminación en el pozo, se desplazó el fluido con carbonato de calcio a base de agua con una secuencia de fluidos de terminación optimizados para esta aplicación a través de pruebas de laboratorio. Un fluido portador ClearPAC proporcionó el transporte de grava adecuado, mínima caída de presión por fricción y buen desempeño con el diseño de tratamiento de empaque de grava Alternate Path.

Se bombeó un fluido portador VES, a razón de 0.9 a 1.1 m³/min [6 a 7 bbl/min], seguido de 6 laa (libras de apuntalante agregado) de lechada de empaque de grava malla 20/40, una etapa de 40 bbl [6.4 m³] de fluido VES posterior al colchón y un volumen de desplazamiento adecuado de salmuera filtrada.

Después de las pruebas, dos de los cuatro pozos fueron suspendidos para su posterior producción. Sin embargo, los resultados de las pruebas de pozos iniciales mostraron un índice de productividad promedio (IP) de 45, lo que indica un excelente potencial de producción.²⁶ Los otros dos pozos fueron puestos en producción después de que las pruebas indicaran factores de daño de +2.2 y +2.4, 30 a 50% inferiores a los observados en las terminaciones con empaques de grava a agujero descubierto previas.



^ Estimulación de zonas de petróleo. Durante los tratamientos de estimulación ácida, el divergente ácido OilSEEKER (izquierda – amarillo) es bombeado delante de la solución ácida (rojo). Al entrar en contacto con las zonas acuíferas, el fluido divergente aumenta la viscosidad formando un tapón que bloquea efectivamente el acceso a las zonas de agua. En contraste, al entrar en contacto con zonas productivas el divergente OilSEEKER se diluye permitiendo que la etapa de acidificación subsiguiente trate en forma preferencial las zonas petrolíferas no bloqueadas por el fluido divergente (derecha – zona de petróleo verde).

En comparación con otros pozos del área, los ingenieros calcularon una producción de petróleo incremental de 87 a 95 m³/d [550 a 600 B/D], como resultado del empleo de un RDF a base de aceite seguido de la aplicación de técnicas de terminación que utilizan fluidos de empaque de grava ClearPAC.

Aquí, y en otras áreas geográficas del mundo, los fluidos portadores de empaque de grava ClearPAC han contribuido al resultado exitoso de operaciones de terminación dificultosas. Si bien son sensibles al contacto con los hidrocarburos, los sistemas de terminación con empaques de grava VES correctamente diseñados pueden mejorar la productividad de los pozos aún cuando se apliquen en conjunto con los fluidos RDF a base de aceite.

Menos agua, más petróleo

Virtualmente todo yacimiento de petróleo es barrido al menos parcialmente por el agua, ya sea por la presión natural de los acuíferos o luego de la implementación de un proyecto de inyección de agua. El movimiento del agua desplaza al petróleo y a menudo determina la eficiencia de la recuperación de petróleo en un campo petrolero. Si bien resulta crítica para el proceso de producción de petróleo, la producción de agua a veces se vuelve excesiva.

Hasta las mejores técnicas de manejo de campos petroleros poseen una capacidad limitada para controlar los volúmenes excesivos de agua producida. En los campos maduros, la producción de agua puede aumentar al punto de

representar la mayor parte del volumen de líquido que llega a la superficie. Los informes indican que globalmente, al menos tres barriles de agua son generados con cada barril de petróleo producido.²⁷ Los sistemas de manipulación de líquidos a menudo se sobrecargan, lo que afecta la eficiencia y la productividad. Tarde o temprano, el costo de abordar el problema del agua producida impide la rentabilidad del campo.²⁸

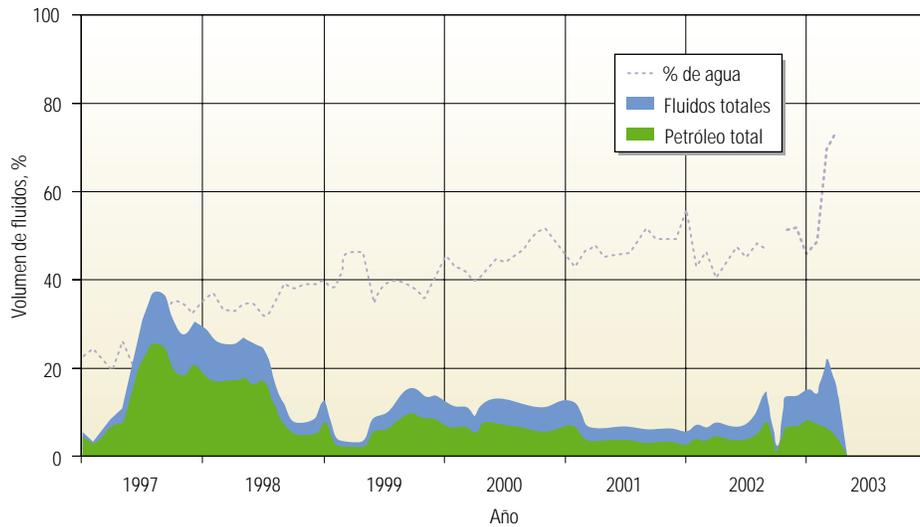
A fines de 1999, los ingenieros y científicos de Schlumberger descubrieron una nueva aplicación para los fluidos VES: la divergencia ácida. Durante los tratamientos de acidificación estándar, los fluidos de estimulación siguen la trayectoria de menor resistencia, estimulando preferentemente las zonas de permeabilidad más alta. Éstas suelen ser zonas con saturaciones de agua más altas en las que la permeabilidad relativa a los fluidos de estimulación a base de agua, tales como los ácidos, también es más alta. Las zonas productivas con permeabilidades más bajas son estimuladas en menor grado. En consecuencia, la producción de agua aumenta en forma desproporcionada en comparación con el petróleo.

Con frecuencia, el contraste de permeabilidad entre las zonas acuíferas y las zonas petrolíferas dificulta las operaciones de estimulación selectivas. Las técnicas de divergencia previas utilizaban polímeros y sólidos para taponar las zonas de alta permeabilidad. Desafortunadamente, se taponaban tanto las zonas de baja permeabilidad como las zonas de alta permeabilidad, lo que ocasionaba más daños que beneficios a los regímenes de producción.

La investigación condujo al desarrollo del divergente ácido OilSEEKER, un sistema a base de surfactantes viscoelásticos que puede ser diseñado para yacimientos de areniscas o bien para yacimientos carbonatados. En cada caso, el fluido OilSEEKER reduce selectivamente la inyectividad en las zonas con alta saturación de agua forzando al ácido a ingresar en las zonas con alta saturación de petróleo (arriba).

24. Parlar M, Twynam AJ, Newberry P, Bennett C, Elliott F, Powers B, Hall K, Svoboda C, Rezende J, Rodet V y Edment B. "Gravel Packing Wells Drilled with Oil-Based Fluids: A Critical Review of Current Practices and Recommendations for Future Applications," artículo de la SPE 89815, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, 26 al 29 de septiembre de 2004.
25. El factor de daño es un valor numérico utilizado para definir la diferencia entre la caída de presión pronosticada por la ley de Darcy y los valores reales. Los factores de daño oscilan típicamente entre 6 negativo para una conductividad alta estimulada, como la obtenida con el fracturamiento hidráulico, y 100 o más de 100 para daños extremos y conductividad pobre.
26. El índice de productividad (IP) es una forma matemática de expresar la capacidad de un yacimiento para producir fluidos. El IP se expresa habitualmente como el volumen de fluido producido en un tiempo dado (gasto) como consecuencia de una caída de presión (o presión diferencial) determinada ejercida frente a la formación.
27. Veil JA, Puder M, Elcock D y Redweik R Jr. "A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas, and Coalbed Methane," http://www.ead.anl.gov/pub/dsp_detail.cfm?PrintVersion=true&PubID=1715 (examinado el 16 de abril de 2004).
28. Arnold R, Burnett DB, Elphick J, Feeley TJ III, Galbrun M, Hightower M, Jiang Z, Khan M, Lavery M, Luffey F y Verbeek P. "Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso," *Oilfield Review* 16, no. 2 (Otoño de 2004): 30–45.

Diagrama de producción de fluidos



^ Incremento de la producción de agua. Con el tiempo, la producción de agua proveniente de pozos maduros suele aumentar y el Pozo SMW9 de PDVSA no escapa a esta regla. Para el año 2003, el agua representaba el 75% del fluido producido por este pozo (púrpura).

Durante el desarrollo de los fluidos OilSEEKER, las pruebas de laboratorio demostraron que la divergencia efectiva tiene lugar cuando la reología del fluido divergente es afectada directamente por la química de los fluidos de formación. En el caso de los fluidos OilSEEKER, el divergente ácido conserva un estado gelificado mientras está en contacto con el agua, pero la viscosidad se degrada ante la exposición a los hidrocarburos líquidos. Los experimentos de inyección de núcleos realizados en el laboratorio demostraron que las técnicas de divergencia a base de fluidos VES logran desviar efectivamente el ácido desde un empaque de arena de 20,000 mD hasta un núcleo de 200 mD utilizado para simular una zona con permeabilidad más baja. Al cabo de varios ciclos de tratamiento, aproximadamente un 40% del ácido fue inyectado en el núcleo de baja permeabilidad.²⁹

En el Campo Barinas, ubicado en el sudoeste de Venezuela, Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) produce petróleo de yacimientos carbonatados de baja permeabilidad que contienen un alto porcentaje de areniscas y lutitas. Allí es común la existencia de grandes volúmenes de agua producida, o alto corte de agua, y los pozos han demostrado ser difíciles de estimular sin que aumente la cantidad de agua producida.

Terminado en el año 1984, el Pozo SMW9 produjo inicialmente 18 m³/d [116 BPPD] con un

25% de agua y sedimento básico (AyS). En 1997, se realizó un tratamiento de estimulación de la matriz que permitió aumentar la producción de petróleo a 40 m³/d [250 B/D] pero aumentando al mismo tiempo la producción de agua.

Los ingenieros de PDVSA y de Schlumberger evaluaron el pozo a comienzos de 2003. En ese momento, el pozo producía aproximadamente 8 m³/d [51 B/D] de petróleo con una relación agua-petróleo (RAP) de aproximadamente un 75% (arriba). Como sucede con muchos pozos con altos cortes de agua, los ingenieros creían que una reducción de la RAP aumentaría sustancialmente la producción de petróleo.

El intervalo productor de hidrocarburos corresponde a una matriz calcárea con dolomitas duras y compactadas, fajas de glauconita y caliza dura. Debido a la existencia de este tipo de geología, a los ingenieros les preocupaba que la utilización de ácidos comunes, tales como el ácido clorhídrico [HCl], pudiera dañar las zonas productivas remanentes. En consecuencia, se prestó especial atención al diseño del tratamiento de estimulación ácida.

Los ingenieros de Schlumberger diseñaron una formulación de ácido orgánico sin HCl, compuesta de ácido fórmico y ácido acético. Las temperaturas estáticas de fondo de pozo se estimaron en 132°C [270°F], de modo que los ingenieros seleccionaron la versión del fluido Oil-

SEEKER para altas temperaturas a fin de desviar el tratamiento ácido lejos de las zonas acuíferas.

En el campo, los ingenieros bombearon primero una solución de petróleo y solventes, seguida de una salmuera viscosificada para limpiar el pozo. A continuación, se bombeó el tratamiento OilSEEKER dentro de la formación, seguido de un ácido orgánico. Este proceso se reiteró para garantizar la correcta estimulación a través de la zona de producción de 9.1 m [30 pies]. El perfil de presión durante el bombeo mostró escasas indicaciones de pérdida de fluido excesiva, lo que implicaba una alta probabilidad de que el ácido estuviera siendo bombeado en las zonas petrolíferas de permeabilidad más baja.

Durante los dos primeros meses posteriores a la simulación, los ingenieros registraron un incremento del 253% en la producción de petróleo, que coincidió con una reducción del 24% en la producción de AyS (próxima página).

Ya sea que se utilicen para simular pozos en campos nuevos o bien en área maduras, los tratamientos de estimulación ácida selectiva permiten mejorar el desempeño del pozo. Hoy en día, los ingenieros pueden tratar solamente las zonas petrolíferas mediante el diseño de tratamientos de fluidos que utilizan divergencia a base de fluidos VES, tales como el sistema OilSEEKER.

	Barriles de fluido por día (BFPD)	Barriles de petróleo por día (BPPD)	Porcentaje de agua y sedimento básico (AyS)	Porcentaje de aumento de BFPD	Porcentaje de aumento de BPPD
Antes de la estimulación	190	51	73		
Diseño	330	93	72	74	82
Después de la estimulación	350	180	49	84	253

^ Tratamiento de estimulación efectiva con el divergente ácido OiSEEKER. Después de la estimulación, la producción de petróleo aumentó en un 253% y el porcentaje de sedimento básico y agua (AyS) declinó en un 24%, demostrando la efectividad del agente divergente ácido OiSEEKER.

Una nueva generación para los fluidos VES

Desde su primera utilización hace más de 20 años, los surfactantes VES evolucionaron significativamente hallando nuevas aplicaciones y beneficios en la industria de E&P. Hoy en día, los ingenieros utilizan los fluidos VES para tratamientos de fracturamiento hidráulico, operaciones de empaque de grava, divergencia ácida y un sinnúmero de aplicaciones diferentes.³⁰

Continuamente se desarrollan nuevos fluidos VES. Una de las áreas de interés son los tratamientos de fracturamiento con dióxido de carbono [CO₂] líquido sin polímeros. En el futuro se incluirán productos ClearFRAC específicamente diseñados para estimular pozos en los que la implementación de tratamientos de fracturamiento hidráulico con CO₂ líquido y las características de daño inherentemente bajo de los fluidos VES mejorarán sustancialmente la productividad.

Los ingenieros esperan que la caída de presión por fricción intrínsecamente baja de los sistemas con CO₂ y VES mejore los tratamientos de estimulación bombeados a través de la tubería de producción como resultado de permitir regímenes de bombeo más altos, a una presión de tratamiento máxima, particularmente en comparación con los sistemas de fracturamiento a base de polímeros más antiguos.

A medida que las operaciones de petróleo y gas alcanzan mayores profundidades y acceden a ambientes cada vez más traicioneros, los científicos e ingenieros se esfuerzan por expandir los límites de desempeño de los sistemas a base de fluidos VES. Si bien estos materiales se han utilizado durante un cuarto de siglo, aún conservan la promesa de ofrecer el potencial de nuevos y estimulantes desarrollos que optimizarán la eficiencia operacional y mejorarán la recuperación de hidrocarburos. —DW

29. Chang FF, Acock AM, Geoghagan A y Huckabee PT: "Experience in Acid Diversion in High Permeability Deep Water Formations Using Visco-Elastic-Surfactant," artículo de la SPE 68919, presentado en la Conferencia Europea sobre Daño de Formación, La Haya, 21 al 22 de mayo de 2001.

30. Para más información sobre divergencia ácida de surfactantes viscoelásticos, consulte: Al-Anzi E, Al-Mutawa M, Al-Habib N, Al-Mumen A, Nasr-El-Din H, Alvarado O, Brady M, Davies S, Fredd C, Fu D, Lungwitz B, Chang F, Huidobro E, Jemmali M, Samuel M y Sandhu D: "Reacciones positivas en la estimulación de yacimientos carbonatados," *Oilfield Review* 15, no. 4 (Primavera de 2004): 30-47.