

Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción

El objetivo de un tratamiento de fracturamiento hidráulico es mejorar la productividad de los pozos mediante la creación de un trayecto de flujo desde la formación hacia el pozo. Los tratamientos de fracturamiento convencionales rellenan completamente la fractura con apuntalante, lo que mantiene abierta la fractura para preservar el trayecto de la producción. Una nueva técnica de fracturamiento hidráulico crea una red de canales abiertos a través de todo el empaque de apuntalante, lo cual mejora la conductividad de las fracturas en varios órdenes de magnitud. La implementación de esta técnica mejoró significativamente la viabilidad económica de los pozos en varios campos productores.

Emmanuel d'Huteau
YPF, S.A.
Neuquén, Argentina

Matt Gillard
Matt Miller
Alejandro Peña
Sugar Land, Texas, EUA

Jeff Johnson
Mark Turner
Encana Oil and Gas (EUA), Inc.
Denver, Colorado, EUA

Oleg Medvedev
Edmonton, Alberta, Canadá

Tom Rhein
Petrohawk Energy Corporation
Corpus Christi, Texas

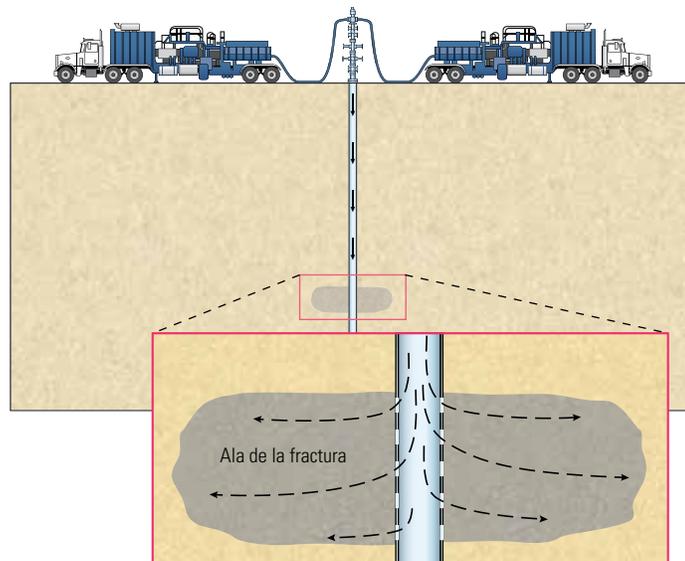
Dean Willberg
Salt Lake City, Utah, EUA

Traducción del artículo publicado en *Oilfield Review*,
Otoño de 2011: 23, no. 3. Copyright © 2012 Schlumberger.
Cuando se mencionan galones se trata de galones
estadounidenses.
ClearFRAC y HiWAY son marcas de Schlumberger.

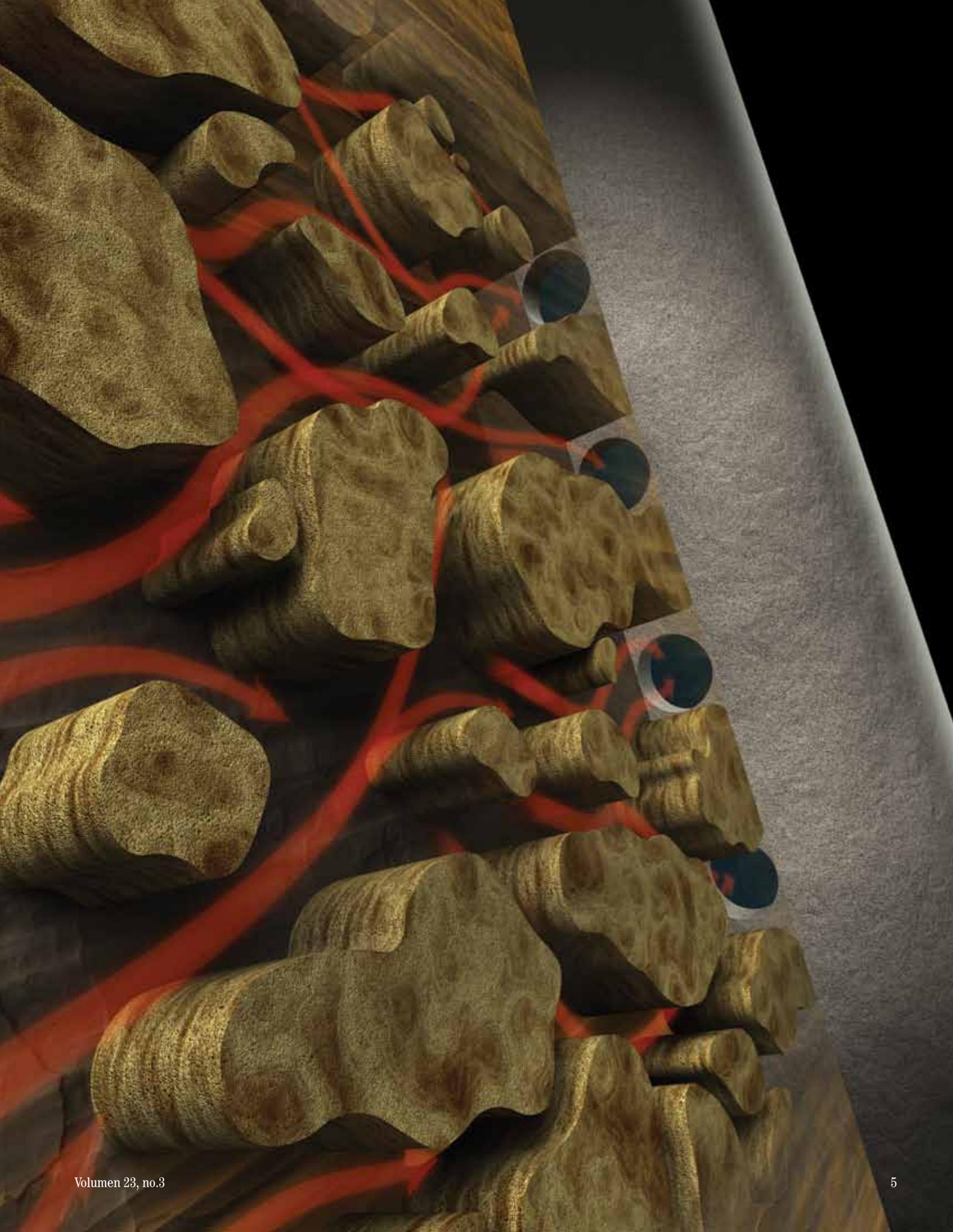
En el año 1947, Stanolind Oil & Gas llevó a cabo el primer fracturamiento hidráulico experimental en el campo Hugoton del sudoeste de Kansas, en EUA. Desde entonces, las compañías de E&P emplean esta técnica de estimulación de yacimientos en forma extensiva para mejorar o prolongar la productividad de los pozos. De hecho, muchos campos productores de nuestros días no

serían económicamente viables sin las ventajas proporcionadas por el fracturamiento hidráulico.

Durante un tratamiento de fracturamiento, equipos especiales bombean fluido en un pozo con más rapidez que con la que éste puede perderse en la formación. La presión ejercida sobre la formación se incrementa hasta que ésta se rompe o se fractura (abajo). El bombeo continuo



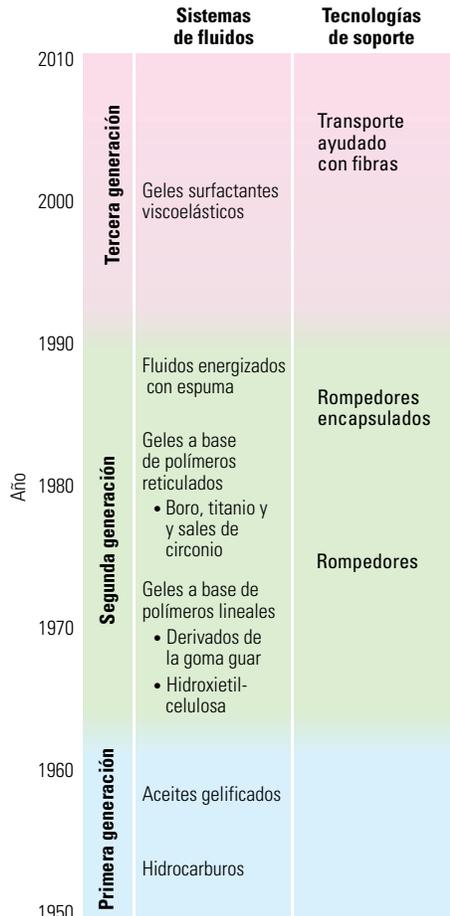
^ Vista idealizada en un corte transversal de la propagación de una fractura. El bombeo continuo del fluido (flechas de guiones) hace que la fractura se extienda bilateralmente a lo largo del plano del esfuerzo mínimo y forme estructuras denominadas alas.



hace que la fractura se propague lejos del pozo, lo cual incrementa la superficie de la formación desde la que los hidrocarburos pueden fluir hacia el interior del pozo. Esto ayuda al pozo a lograr una tasa de producción más alta. En consecuencia, los operadores recuperan más rápido sus costos de desarrollo de pozos, y el volumen final de hidrocarburos producidos se incrementa de manera asombrosa (abajo).

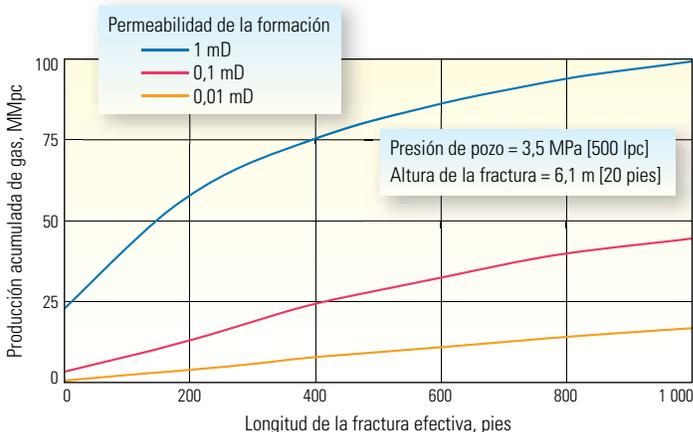
Durante el fracturamiento hidráulico, se bombean dos sustancias principales en un pozo: apuntalantes y fluidos de fracturamiento.¹ Los apuntalantes son partículas que mantienen abiertas las fracturas y preservan los trayectos recién formados para facilitar la producción de hidrocarburos. Las partículas se clasifican cuidadosamente en cuanto a tamaño y esfericidad para formar un conducto eficiente, o empaque de apuntalante, que permite que los fluidos fluyan desde el yacimiento hasta el pozo. Algunos apuntalantes también están provistos de un revestimiento de resina que aglutina las partículas después de colocar el apuntalante en el pozo, con la consiguiente mejora de la estabilidad del empaque. Por lo general, los apuntalantes más grandes y más esféricos forman empaques más permeables o, en la jerga industrial, empaques con más conductividad.

Los tratamientos de fracturamiento consisten en dos etapas principales de fluido. La primera etapa, o etapa de colchón, no contiene apuntalante. El fluido se bombea a través de los disparos de la tubería de revestimiento con una tasa y una presión suficientes para romper la formación y crear una fractura.² La segunda etapa, o etapa de lechada de apuntalante, transporta el apuntalante a través de



los disparos hacia la fractura abierta. La fractura se cierra sobre el apuntalante cuando cesa el bombeo y mantiene el apuntalante en su lugar durante el reflujó del fluido de fracturamiento en el pozo y también durante la producción de hidrocarburos.

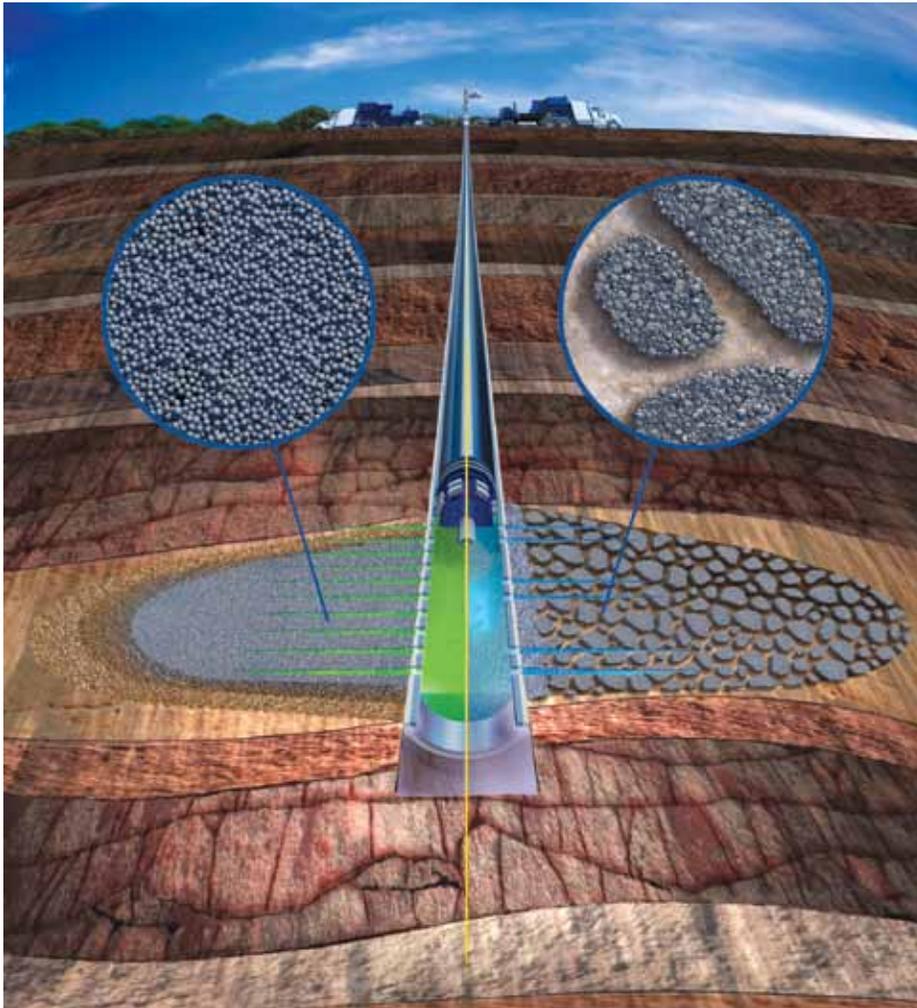
◀ Evolución del fluido de fracturamiento. Los primeros tratamientos de fracturamiento hidráulico empleaban fluidos a base de hidrocarburos. Los operadores, con frecuencia, agregaban gelificantes al petróleo de la misma formación productora. Los fluidos a base de agua, tales como las soluciones de polímeros lineales, fueron introducidos en la década de 1960. No obstante, conforme los pozos se volvieron más profundos y más calientes, estos fluidos dejaron de ser suficientemente viscosos. Para mejorar la estabilidad térmica, los técnicos químicos agregaron sales metálicas produciendo reacciones de reticulado que incrementaron el peso molecular efectivo del polímero en varios órdenes de magnitud. Hoy en día, los fluidos a base de polímeros reticulados se utilizan como rutina a temperaturas de pozos de hasta 232°C [450°F] aproximadamente. La recuperación del fluido con posterioridad al tratamiento requirió el agregado de agentes de oxidación resistentes, o rompedores, para descomponer el polímero y reducir la viscosidad del fluido. Finalmente, se desarrollaron los rompedores encapsulados que permitieron concentraciones más altas de oxidantes y redujeron la cantidad de residuo de polímero en el empaque de apuntalante. La formación de espuma de fluido posibilitó concentraciones más bajas de polímero, lo que mejoró aún más el proceso de limpieza del empaque de apuntalante. La inclusión de fibras mejoró la capacidad de transporte de apuntalante de los fluidos, lo que permitió reducciones posteriores de la concentración del polímero. La generación más reciente de fluidos de fracturamiento emplea surfactantes viscoelásticos no poliméricos de bajo peso molecular. La viscosidad del fluido surge a partir de la formación de micelas con forma de barras. Cuando el fluido entra en contacto con los hidrocarburos en el fondo del pozo, su viscosidad se reduce sustancialmente, lo cual favorece la recuperación eficiente y virtualmente los empaques de apuntalante sin residuos.



▲ Efecto del fracturamiento hidráulico sobre la productividad del pozo. Esta gráfica muestra cómo el tamaño de la fractura afecta la producción acumulada de gas de un año de tres pozos hipotéticos con diferentes permeabilidades de formación. La longitud (o semilongitud) de la fractura es la distancia a lo largo de la cual se extiende una de las alas de la fractura desde el pozo. El beneficio del fracturamiento hidráulico en términos de productividad se incrementa en forma proporcional con la reducción de la permeabilidad de la formación.

Los fluidos de fracturamiento deben ser suficientemente viscosos para crear y propagar una fractura y además transportar el apuntalante, por el pozo, hacia el interior de la fractura. Una vez concluido el tratamiento, la viscosidad debe reducirse suficientemente para favorecer la evacuación rápida y eficiente del fluido de fracturamiento del pozo. Idealmente, el empaque de apuntalante también debe estar libre de residuo de fluido, que puede deteriorar la conductividad y la producción de hidrocarburos.

Durante seis décadas, los químicos e ingenieros trabajaron para desarrollar apuntalantes y fluidos de fracturamiento que produjeran la fractura apuntalada ideal. En consecuencia, la natura-



^ Empaques de apuntalante continuos y discontinuos. En un empaque de apuntalante convencional (*izquierda*), todas las partículas de apuntalantes están en contacto mutuo. El flujo de fluido se confina a los intersticios existentes entre los granos de apuntalante. Un empaque de apuntalante discontinuo (*derecha*) consta de aglomeraciones o columnas de apuntalante, lo cual crea una red de canales abiertos discretos a través de los cuales pueden fluir los fluidos.

leza química y física de estos materiales cambió significativamente con el tiempo. Los apuntalantes evolucionaron de materiales crudos, tales como las cáscaras de nuez, a arenas naturales y a esferas de alta resistencia manufacturadas con cerámica o bauxita. Los fluidos de fracturamiento pasaron de

los aceites gelificados a las soluciones a base de polímeros lineales y reticulados. Los rompedores químicos fueron introducidos para descomponer el polímero, reducir la cantidad de residuo de polímero en la fractura y mejorar la conductividad (*página anterior, arriba*). A fines de la década

de 1990, Schlumberger introdujo un sistema esencialmente libre de residuo, el fluido de fracturamiento sin polímeros ClearFRAC.³ La conductividad del empaque de apuntalante en los pozos tratados con el fluido ClearFRAC prácticamente igualó a la predicción teórica.

Habiendo maximizado la conductividad del empaque de apuntalante, la industria comenzó a investigar formas de mejorar aún más los resultados del fracturamiento hidráulico. Los ingenieros encontraron la respuesta cuando se enfocaron en el empaque de apuntalante de manera diferente. Desde la introducción del fracturamiento hidráulico, los ingenieros hicieron esfuerzos para rellenar la fractura completamente con apuntalante; en otras palabras, crear un empaque de apuntalante continuo. ¿Qué sucedería si fuera posible rellenar la fractura con un empaque de apuntalante discontinuo consistente en columnas discretas de apuntalante rodeadas por canales abiertos? Según este enfoque, la tarea de sustentación de la carga del empaque de apuntalante se separaría de la de provisión de un trayecto de fluido. Los ingenieros especularon que, si el empaque de apuntalante se diseñaba correctamente, la conductividad de las fracturas sería varios órdenes de magnitud más alta que la del empaque de apuntalante convencional más limpio (*izquierda*).

Después de varios años de investigación y desarrollo, los científicos de Schlumberger lograron esta meta. El fruto de sus esfuerzos, la técnica de fracturamiento hidráulico con canales de flujo HiWAY, constituye un avance fundamental en la ciencia de estimulación de yacimientos. Este artículo describe cómo la técnica HiWAY se desarrolló en el laboratorio y se introdujo en el campo petrolero. Algunos casos reales de Argentina y EUA demuestran los mejoramientos logrados en la productividad mediante la aplicación de esta técnica.

Rediseño del empaque de apuntalante

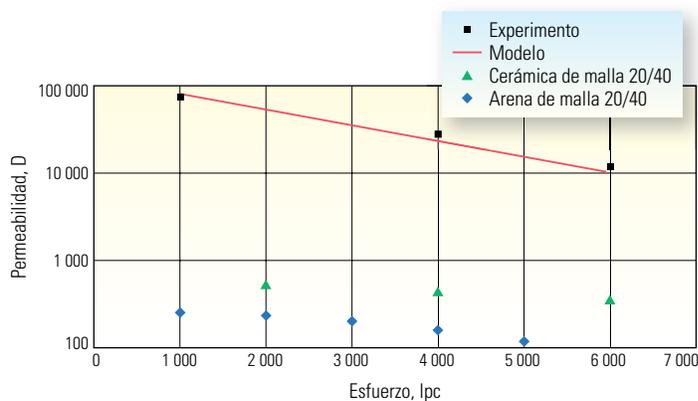
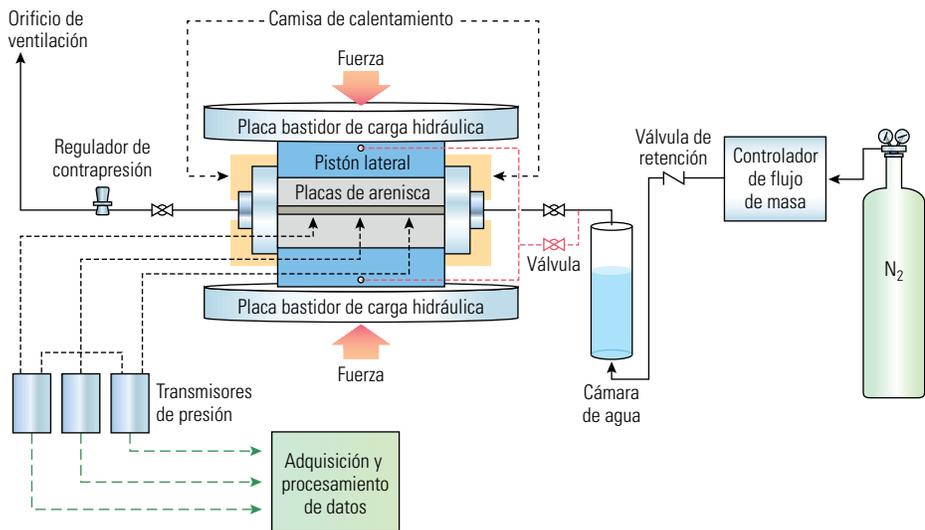
Los científicos del Centro de Tecnología Novosibirsk de Rusia comenzaron la búsqueda de un empaque de apuntalante discontinuo con un programa experimental ambicioso para confirmar su factibilidad y desarrollar los medios con los cuales pudiera aplicarse dicha tecnología. La escala de los experimentos se incrementó gradualmente y pasó de los pequeños simuladores de las mesas de trabajo de los laboratorios a las pruebas de escala completa con equipos de campo estándar.⁴

1. Para obtener más información sobre fluidos de fracturamiento y apuntalantes, consulte: Gulbis J y Hodge RM: "Fracturing Fluid Chemistry and Proppants," en Economides MJ y Nolte KG (eds): *Reservoir Stimulation*, 3a ed. Chichester, West Sussex, Inglaterra: John Wiley & Sons, Ltd. (2000): 7-1-7-23.

2. Los disparos son agujeros realizados en la tubería de revestimiento después de haber sido cementada en su lugar. El método de disparos más común emplea cañones (pistolas) equipados con cargas explosivas huecas (premoldeadas). La detonación genera túneles cortos a través de la tubería de revestimiento y la cementación, lo que provee la comunicación hidráulica entre el pozo y el yacimiento productor.

3. 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.

4. Gillard M, Medvedev O, Peña A, Medvedev A, Peñacorada F y d'Huteau E: "A New Approach to Generating Fracture Conductivity," artículo SPE 135034, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Florencia, Italia, 20 al 22 de septiembre de 2010.



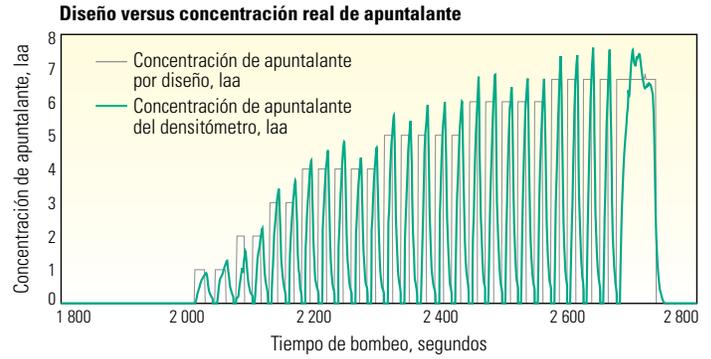
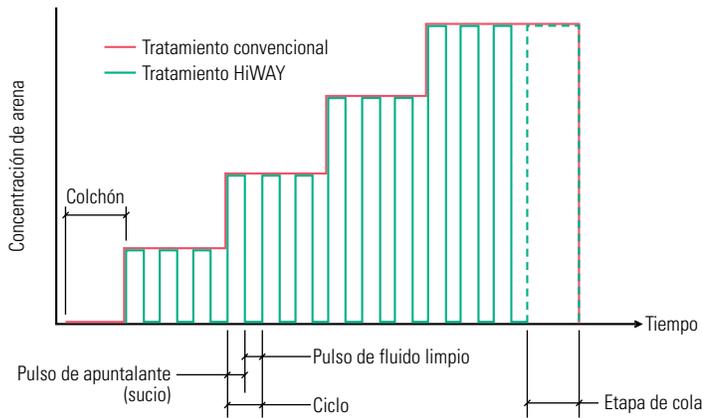
Medición de la conductividad de una red de columnas de apuntalante. Una celda de conductividad API estándar (*extremo superior*) está provista de dos placas de acero, accionadas por una prensa hidráulica para aplicar el esfuerzo de cierre. El empaque de apuntalante se coloca entre dos placas de arenisca (normalmente de arenisca Berea), y el “sándwich” resultante se coloca entre las dos placas bastidoras de carga hidráulica. Después de instalar el conjunto de placas dentro de un contenedor equipado con líneas de flujo, los técnicos bombean un fluido monofásico (usualmente agua o salmuera) a través del empaque de apuntalante a razón de 1 a 10 mL/min, miden las caídas de presión resultantes y calculan la permeabilidad del empaque de apuntalante. El contenedor también puede calentarse para simular la temperatura del yacimiento. Los técnicos crearon un empaque de apuntalante discontinuo mediante el emplazamiento de cuatro columnas de apuntalante entre las dos placas de arenisca (*centro*). Las mediciones de conductividad se obtuvieron con esfuerzos de cierre que varían entre 1 000 y 6 000 lpc [6,9 y 41,4 MPa] (*extremo inferior*). Las permeabilidades de los empaques de apuntalante continuos preparados con una arena de malla 20/40 (diamantes azules) y un apuntalante cerámico de malla 20/40 (triángulos verdes) fueron inferiores a 1 000 D. La permeabilidad en general se redujo con el esfuerzo de cierre debido a la trituración del apuntalante y a su encastramiento en la arenisca. Los empaques de apuntalante discontinuos se formaron con arena de malla 20/40 y, en concordancia con la predicción teórica (línea roja), las permeabilidades medidas (cuadrados negros) fueron algunos órdenes de magnitud más altas.

La primera tarea consistió en validar la ventaja teórica de la conductividad esperada a partir de los empaques de apuntalante discontinuos. Mediante la aplicación de un método de prueba estándar del Instituto Americano del Petróleo (API), los ingenieros colocaron un empaque de apuntalante en un simulador de fracturas. El simulador aplica un esfuerzo de cierre que representa la presión de la sobrecarga y mide la fuerza necesaria para bombear un fluido monofásico a través del empaque con diversas tasas de flujo (*izquierda*).⁵ Luego, los ingenieros utilizaron la ley de Darcy y las ecuaciones de Navier-Stokes para calcular la permeabilidad del empaque de apuntalante.⁶ Las permeabilidades medidas de los empaques de apuntalante discontinuos fueron consistentes con la predicción del modelo teórico; un valor entre 1,5 y 2,5 órdenes de magnitud más alto que los empaques continuos.

Habiendo verificado el beneficio de la conductividad de los empaques de apuntalante discontinuos a través de experimentos, los científicos centraron su atención en los métodos por los cuales fuera posible crear columnas de apuntalante en el fondo del pozo en una fractura real, tolerar los esfuerzos asociados con el flujo de fluido y el cierre de las fracturas, y mantener canales de flujo abiertos. Mediante la ejecución de estudios y experimentos de modelado, los ingenieros evaluaron varios conceptos para crear columnas de apuntalante en una fractura. Estos conceptos incluyeron el agregado de fibras de aleaciones con memoria alrededor de las cuales se congregaban los granos de apuntalante, el emplazamiento de rompedores encapsulados en zonas localizadas, y la aplicación de temperatura a la lechada de apuntalante de manera discontinua. En el método más promisorio, los ingenieros modificaron la forma en que se provee el apuntalante en el fondo del pozo.

En el método convencional, el apuntalante está presente en todo el volumen de lechada de apuntalante. No obstante, si la etapa de lechada de apuntalante consistiera de pulsos alternados de fluidos —con y sin apuntalante— una serie de tapones de apuntalante podría asentarse en la fractura y formar columnas (*próxima página, arriba*).

Para que el método de generación de pulsos prosperara, era esencial que los tapones de apuntalante no se dispersaran durante su recorrido por los tubulares, a través de los disparos y hacia el interior de la fractura. En los primeros experimentos para comprobar este concepto, los ingenieros observaron el comportamiento de asentamiento estático de los tapones de apuntalante en una



^ Comparación entre la técnica HiWAY y un tratamiento de fracturamiento convencional. Durante la etapa de apuntalante de un tratamiento de fracturamiento convencional (línea roja, *izquierda*), toda la lechada contiene apuntalante, y los operadores generalmente incrementan la concentración de apuntalante en forma gradual. La etapa de apuntalante de un tratamiento de fracturamiento HiWAY (línea verde) presenta pulsos alternativos de fluido cargado con apuntalante (sucio) y fluido limpio. La concentración de apuntalante en los pulsos también puede incrementarse en forma gradual. Los ingenieros monitorean los pulsos de apuntalante durante los tratamientos de fracturamiento reales (*derecha*). Las concentraciones de apuntalante se expresan normalmente en libras por galón agregado, o laa. Una laa significa que se agrega una libra de apuntalante a cada galón de fluido de fracturamiento. No debe confundirse con las libras por galón, o lbm/galón, más comunes. Durante los tratamientos de fracturamiento hidráulico, laa refleja mejor la práctica de campo. No existe ninguna unidad de medición SI reconocida, equivalente a laa.

ranura transparente rellena con un fluido de fracturamiento. Después de inyectar una muestra de fluido cargado de apuntalante en la parte superior de la ranura, los ingenieros pudieron evaluar visualmente el comportamiento de asentamiento con el tiempo. Los científicos pronto observaron que los tapones de apuntalante se preparaban con los fluidos de fracturamiento convencionales dispersados fácilmente al desplazarse por la ranura. Finalmente, descubrieron que la estabilidad de los tapones de apuntalante podía mejorarse significativamente mediante la integración de fibras (*derecha*).

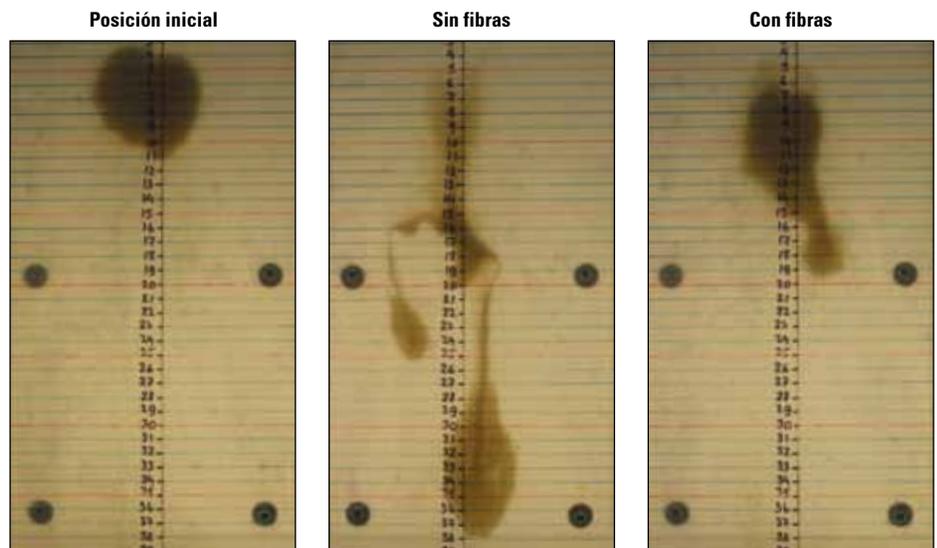
En la siguiente serie de experimentos se evaluó la estabilidad dinámica de los tapones de apuntalante. El dispositivo estaba provisto de 33 m [108 pies] de tubería de 0,78 pulgadas [2 cm] de diámetro interno (ID); geometría que permitió a los científicos comprobar tasas de flujo, velocidades de fluido y concentraciones de apuntalante consistentes con el flujo a través de una fractura.⁷ Con un sistema de registro por rayos X se midió

la estabilidad de los tapones de apuntalante. La absorbancia de los rayos X a través del diámetro de la tubería es linealmente proporcional a la concentración de apuntalante; por consiguiente, fue posible obtener mediciones de la estabilidad mediante el registro de la absorbancia de los rayos X antes y después de que los tapones de apuntalante se desplazaran a través de la tubería.

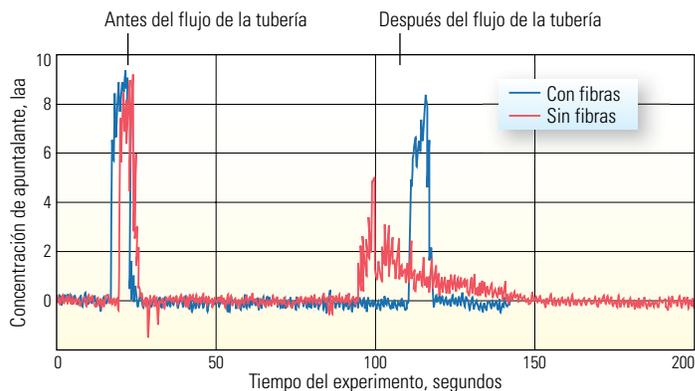
5. Instituto Americano del Petróleo: *API RP 61: Recommended Practices for Evaluating Short Term Proppant Pack Permeability*, Washington, DC: Instituto Americano del Petróleo, 1989.

6. La ley de Darcy puede ser representada mediante la siguiente ecuación: $q = \frac{k_w}{\mu} \frac{\Delta p}{L}$, donde q es la tasa de flujo, k_f es la permeabilidad del empaque de apuntalante, w es el ancho del empaque de apuntalante, μ es la viscosidad del fluido y $\Delta p/L$ es la caída de presión por unidad de longitud del empaque de apuntalante. Las ecuaciones de Navier-Stokes son un conjunto de ecuaciones diferenciales acopladas que describen cómo se relacionan la velocidad, la presión, la temperatura y la densidad de un fluido en movimiento. Para obtener más información, consulte: Zimmerman RW y Bodvarsson GS: "Hydraulic Conductivity of Rock Fractures," *Transport in Porous Media* 23, no. 1 (1996): 1-30.

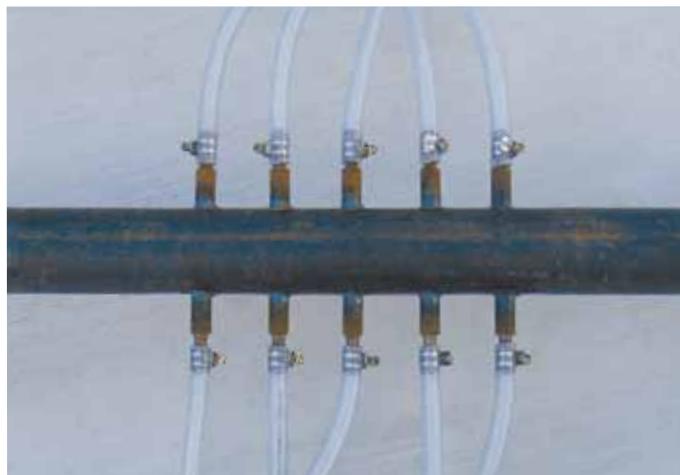
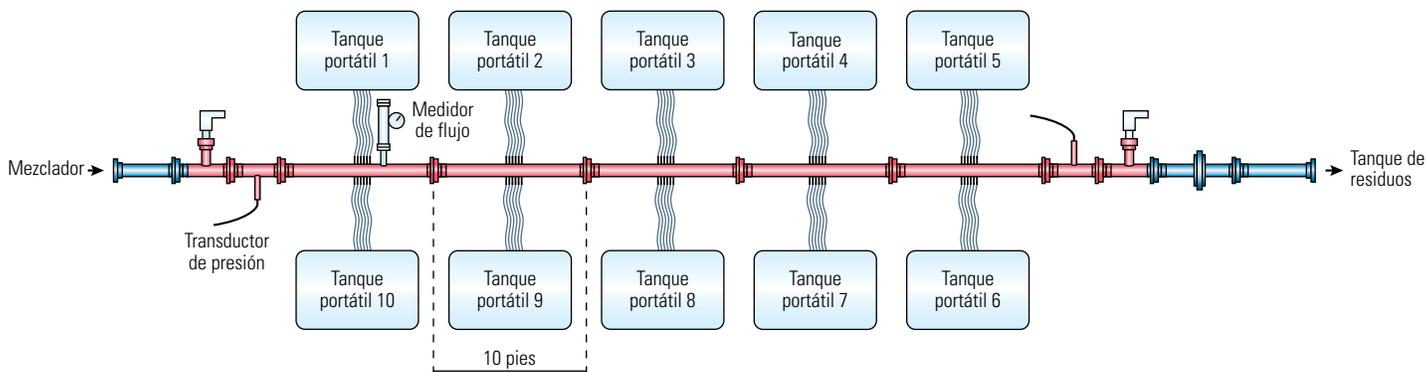
7. Uno podría cuestionarse con qué exactitud la geometría circular de las tuberías representa la geometría de ranura de una fractura real. Dado que el área en sección transversal de una tubería es más grande que la de una ranura, las influencias desestabilizadoras son más pronunciadas. Por consiguiente, la geometría de la tubería proporciona una evaluación más conservadora de la estabilidad.



^ Experimentos iniciales de asentamiento de los tapones de apuntalante. La posición inicial del tapón de apuntalante en una ranura llena con un fluido de fracturamiento correspondió a la parte superior de la ranura (*izquierda*). El tapón de apuntalante se fragmentó en 30 minutos cuando no existían fibras presentes en el tapón o en el fluido (*centro*). Cuando se utilizaron fibras, el tapón permaneció en gran parte intacto después de dos horas (*derecha*).



^ Influencia de las fibras sobre la dispersión de los tapones de apuntalante durante el flujo a través de un cuerpo tubular. Las concentraciones de apuntalante fueron medidas antes y después de que los tapones de apuntalante fluyeran a través de los 32,9 m [108 pies] de tubería. El perfil de concentración de apuntalante del fluido que contiene fibras (azul) fue significativamente menos disperso que el del fluido que no contiene fibras (rojo).



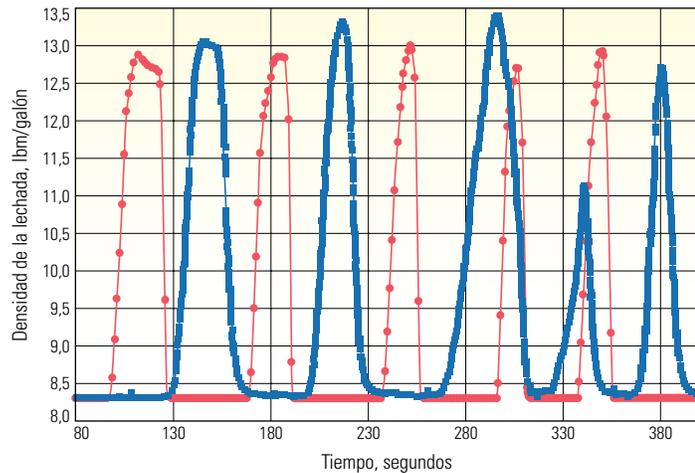
^ Prueba del concepto HiWAY a escala de obrador. En el Centro de Aprendizaje Kellyville (KLC) de Schlumberger, los ingenieros dispusieron cinco conjuntos de disparos a lo largo de una línea de tratamiento, y dos tanques portátiles de 275 galones recolectaron el fluido que pasaba a través de cada conjunto de disparos (*extremo superior* y *extremo inferior izquierdo*). Cada conjunto de disparos (*extremo inferior derecho*) consistió en 10 agujeros; cinco con ángulos de fase de 0° y cinco con ángulos de fase de 180° . Un mezclador de campo mezcló y bombeó los fluidos.

Los resultados confirmaron que las fibras mejoran la estabilidad de los tapones de apuntalante (*izquierda*).

Luego de los prometedoros experimentos de laboratorio, se efectuaron pruebas de escala completa en el Centro de Aprendizaje Kellyville (KLC) de Schlumberger en Oklahoma, EUA. Estos experimentos fueron diseñados para probar la estabilidad de los tapones de apuntalante que se desplazan a través de las líneas de superficie, los tubulares de los pozos y los disparos con tasas de flujo similares a las experimentadas durante un tratamiento de fracturamiento real. La configuración incluyó un mezclador de campo y aproximadamente 198 m [650 pies] de línea de tratamiento de 7,6 cm [3 pulgadas] de diámetro conectada a la descarga del mezclador (*abajo*).

A lo largo de la línea de tratamiento, se dispusieron cinco conjuntos de disparos. Cada conjunto consistió de diez agujeros de 0,95 cm [0,374 pulgada]; cinco con ángulos de fase de 0° y cinco directamente opuestos con ángulos de fase de 180°. El fluido filtrado desde los disparos se recolectó en diez tanques portátiles de 1,04 m³ [275 galones]. Dos densímetros —uno en la descarga del mezclador y el otro en el extremo de la línea de tratamiento— midieron las concentraciones de apuntalante y proporcionaron una indicación de la estabilidad de los tapones. Un rasgo único del mezclador de Schlumberger es que se trata de un mezclador programable que controla con precisión la concentración de apuntalante en el fluido de fracturamiento, que se acopla a un arreglo de alimentadores de aditivos secos y líquidos y a un sistema único de aditivos con fibras.

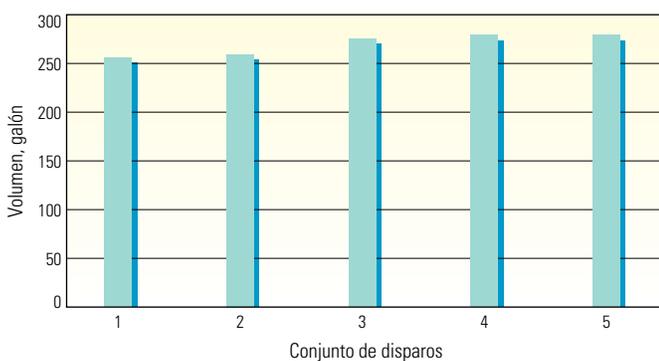
La primera serie de experimentos del centro KLC, llevados a cabo con los disparos cerrados, midió la estabilidad de los tapones de apuntalante que se desplazaban por la línea de tratamiento con una velocidad de 11,6 m/s [38 pies/s]. Esta velocidad correspondió a una tasa de bombeo de 2,7 m³/min [17 bbl/min]. El fluido portador era un sistema a base de goma guar reticulado con borato, con una concentración de goma guar de 3,6 kg/m³ [30 lbm/1 000 galones], y una concentración de fibras de 5,0 kg/m³ [42 lbm/1 000 galones]. La concentración de apuntalante en los tapones fue de 10 laa, y la concentración de fibras, 10,0 kg/m³ [84 lbm/1 000 galones]. Los resultados indicaron que los tapones de apuntalante se mantenían estables después de pasar por la línea de tratamiento (arriba, a la derecha).



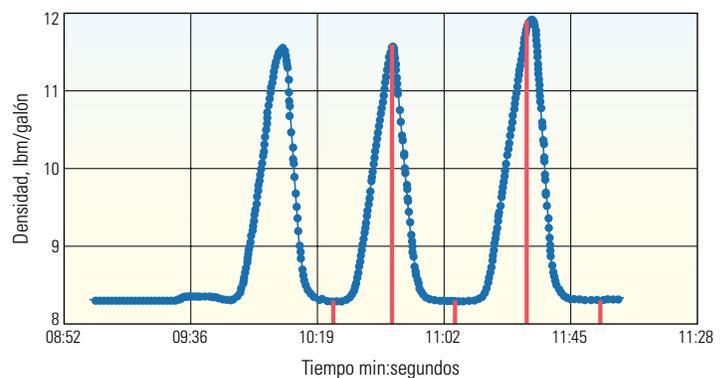
▲ Resultados de la prueba a escala de obrador en el centro KLC. La gráfica muestra los perfiles de densidad de la lechada de apuntalante en el mezclador de campo (línea roja) y en el extremo de la línea de tratamiento (línea azul). Con una velocidad de 11,6 m/s, el tiempo de tránsito del fluido a través de la línea de tratamiento fue de 33 segundos. Como lo indican los cinco conjuntos de picos rojos y azules, los perfiles de densidad de la lechada en la descarga de la línea de tratamiento fueron casi idénticos a los del mezclador, lo que indicó que los tapones de apuntalante toleraron el viaje.

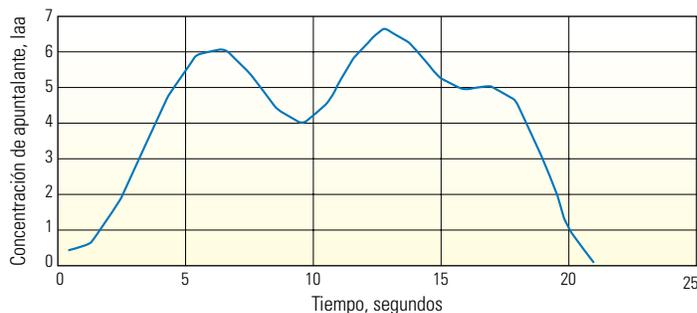
El segundo conjunto de experimentos del centro KLC evaluó la capacidad de los tapones de apuntalante para atravesar los disparos y permanecer intactos. Por otro lado, los científicos deseaban verificar que los tapones de apuntalante pudieran fraccionarse y distribuirse entre todos los disparos. Durante cada una de las pruebas, los técnicos midieron los volúmenes de fluido acumulados en cada uno de los tanques portátiles conectados a los cinco conjuntos de disparos. El primer conjunto de disparos estaba equipado con un densímetro que registraba continuamente la

densidad del fluido, y las muestras de fluido eran recolectadas a mano a partir del último conjunto de disparos. Cuando había fibras presentes tanto en los pulsos de fluido limpio como en los pulsos de fluido cargado de apuntalante, la distribución del volumen de fluido entre los tanques portátiles era uniforme. Las variaciones de la densidad del fluido medidas con el densímetro y mediante muestreo manual también concordaron, lo que confirmó posteriormente la factibilidad del método de tapones de apuntalante para generar un empaque de apuntalante discontinuo (abajo).

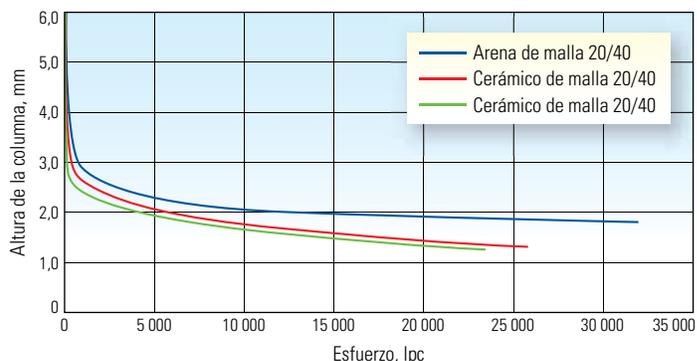


▲ Pruebas de disparos en el centro KLC. Los técnicos bombearon pulsos de apuntalante a través de la línea de tratamiento y monitorearon cómo se mantuvieron intactos los pulsos durante el viaje a través de la línea y a través de los disparos. Los volúmenes de fluidos recolectados de cada uno de los cinco conjuntos de disparos fueron prácticamente uniformes (izquierda), lo que indicó que los pulsos podían fraccionarse y distribuirse entre los conjuntos de disparos. Para una conformación posterior, las densidades de la lechada (derecha) fueron medidas continuamente durante y entre los pulsos con un densímetro colocado al comienzo de la línea de tratamiento (línea azul) en el tanque portátil 1 y manualmente en el extremo final de la línea en el tanque portátil 6 (líneas rojas). Las densidades de la lechada al comienzo y al final también coincidieron, lo que confirmó que los tapones de apuntalante se distribuyeron entre los conjuntos de disparos y permanecieron estables.

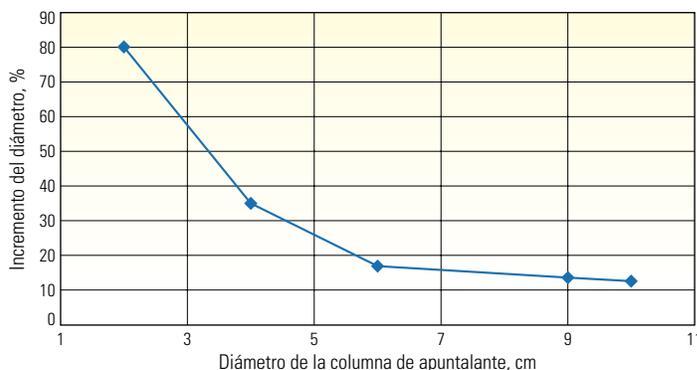




^ Perfil de concentración de un pulso de apuntalante en un pozo experimental. La gráfica representa el comportamiento de un pulso de apuntalante de 8,3 laa y 15 segundos bombeado en el fondo del pozo a través de 2 700 m [8 960 pies] de tubería, a razón de 3,99 m³/min [25 bb/min]. Los ingenieros utilizaron datos de presión de superficie y de fondo de pozo para calcular las concentraciones de apuntalante en la base de la sarta de la tubería de producción. La duración del tapón de apuntalante se incrementó hasta 20 segundos, y la concentración de apuntalante se redujo a 6,5 laa aproximadamente. Si bien la concentración inicial de apuntalante fue de 8,3 laa, no se trata de una dispersión significativa porque se preservaron la duración del tapón y el perfil de concentración.



^ Efecto del esfuerzo de cierre de las fracturas sobre la altura de la columna de apuntalante. Los técnicos probaron las columnas cargadas de fibras, fabricadas con arena de malla 20/40 (azul) y dos apuntalantes cerámicos de malla 20/40 (rojo y verde). La altura de la columna inicial fue de 6 mm [0,24 pulgadas]. Gran parte de la contracción de la columna de apuntalante se produjo con presiones de cierre de menos de 1 000 lpc, lo cual generó una contracción adicional, con una velocidad más lenta, conforme la presión de cierre continuó incrementándose. Con presiones de cierre de 33 000 lpc —mucho más altas que las experimentadas en los pozos más profundos— se mantuvo una altura suficiente de la columna para sustentar el flujo de fluido.



^ Mediciones de laboratorio del aumento de la huella del apuntalante bajo el efecto del esfuerzo de cierre. Los técnicos probaron las columnas cargadas de fibras, fabricadas con apuntalante cerámico de malla 20/40. El esfuerzo de cierre fue de 20,7 MPa [3 000 lpc]. Los resultados indican que la magnitud relativa del aumento se redujo con el incremento del diámetro de la columna.

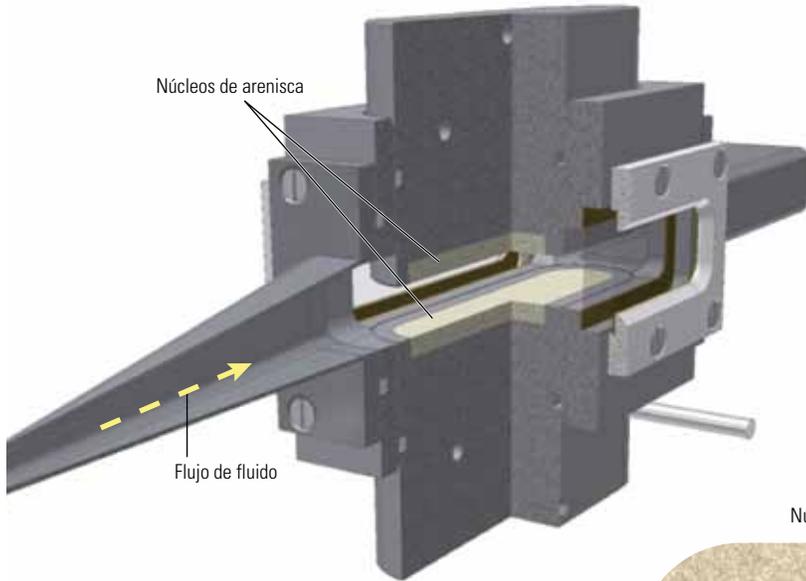
Por último, los ingenieros probaron la técnica de emplazamiento HiWAY en un pozo experimental. Bajo estas circunstancias, fue imposible observar directamente el comportamiento de los pulsos de fluido. En cambio, los ingenieros registraron mediciones de presión de superficie y de fondo de pozo durante el bombeo y emplearon un modelo matemático para reconstruir el perfil de concentración de apuntalante a medida que los pulsos atravesaban los disparos (izquierda). Los datos del medidor de presión indicaron que los pulsos de fluido cargado de apuntalante sobrevivieron el viaje en el fondo del pozo e ingresaron con éxito en los disparos.

Evaluación de la durabilidad de la columna de apuntalante

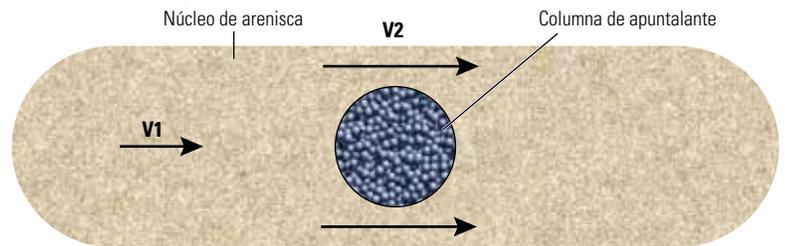
Habiendo demostrado que pueden construirse columnas de apuntalante utilizando el equipo de mezcla y bombeo disponible, los científicos concentraron su atención en la estabilidad de los paquetes de apuntalante discontinuos con posterioridad al emplazamiento. Luego de un tratamiento de fracturamiento, las columnas deben ser suficientemente resistentes como para tolerar la presión de cierre de la formación y las fuerzas de erosión que surgen del flujo de fluido durante los procesos de limpieza y producción del pozo.

Para investigar los efectos del esfuerzo de cierre, los técnicos prepararon las columnas de apuntalante manualmente y las colocaron en una prensa hidráulica provista de sensores para el monitoreo de la distancia entre los arietes de la prensa. El dispositivo sometió las columnas de apuntalante a cargas de compresión de hasta 228 MPa [33 000 lpc]. Los parámetros medidos fueron la altura y el diámetro de la columna y la distribución del tamaño de partículas de apuntalante.

Según lo previsto, la altura de la columna de apuntalante se redujo con el esfuerzo de cierre; no obstante, es notable que más del 80% de la contracción de la columna tuviera lugar durante los primeros 6,9 MPa [1 000 lpc] de compresión. Al incrementar las cargas, la contracción adicional fue mínima. La inspección de las columnas de apuntalante reveló que la contracción inicial era el resultado de la pérdida de fluido portador y de la consolidación del apuntalante. La contracción adicional de las columnas en presencia de presiones más altas se debió a la compactación y la trituración del apuntalante. El tamaño medio de las partículas de apuntalante se redujo con el incremento de la presión. Finalmente, con un esfuerzo de cierre de 33 000 lpc, se mantuvo una altura suficiente de la columna de apuntalante para un flujo de fluido eficiente (izquierda, al centro). Este esfuerzo de cierre es aproximadamente dos veces superior



< Medición de la erosión de la columna de apuntalante producida por el flujo de fluido. Los ingenieros fabricaron una celda de erosión que podía insertarse entre los arietes de una prensa hidráulica (*izquierda*). El dispositivo permite la simultaneidad del esfuerzo de cierre y el flujo de fluido dentro de la celda. La columna de apuntalante se inserta entre dos núcleos de arenisca (*extremo inferior derecho*). El fluido fluye a través del dispositivo con dos velocidades. V1 es la velocidad del fluido frente a la columna de apuntalante y V2 es una velocidad de fluido más alta que resulta del proceso de constricción a medida que el fluido pasa por la columna. Un filtro situado en la salida de la celda de erosión (no mostrado) recolecta las partículas de apuntalante erosionado.



al que tiene lugar en los pozos de petróleo o gas más profundos, lo que indica que la técnica HiWAY no experimentaría una limitación de la profundidad debida a la presión.

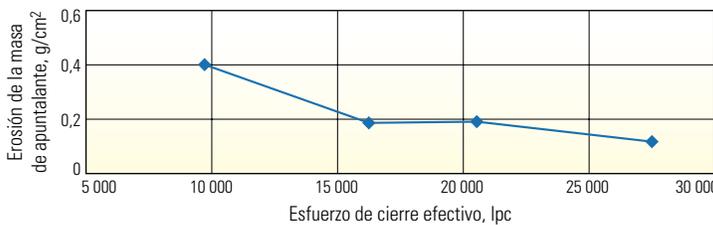
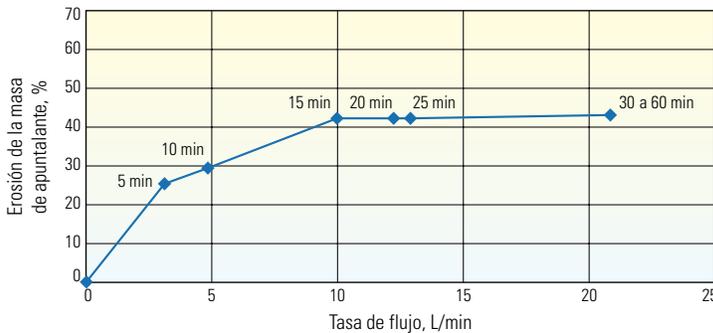
El diámetro de la columna de apuntalante, o huella, se incrementó con el esfuerzo de cierre. No obstante, los resultados de las pruebas de cierre indicaron que con cada incremento del diámetro de la columna de apuntalante, el incremento

relativo de la huella se volvía menos pronunciado ([página anterior, extremo inferior](#)). En las pruebas de laboratorio, se investigaron diámetros de columnas de varios centímetros. No obstante, los

diámetros de las columnas en una fractura real serían del orden de varios metros; por consiguiente, los ingenieros no esperaban que los trayectos conductivos entre las columnas se perdieran como resultado del esfuerzo de cierre.

El flujo de fluido durante las operaciones de limpieza y producción —otros eventos potencialmente desestabilizadores— también requería ser investigado. Para evaluar este riesgo, los científicos construyeron una celda de erosión que pudiera insertarse entre los arietes de una prensa hidráulica ([arriba](#)). La celda permitía alojar dos núcleos de arena, entre los cuales podía colocarse una columna de apuntalante. Mientras la prensa hidráulica ejercía presión de cierre, los técnicos bombearon un fluido más allá de la columna con diversas tasas de flujo, correspondientes a la producción de un pozo normal y superior a ésta. Además, evaluaron la erosión visualmente y mediante la medición de la pérdida de peso de la columna ([izquierda](#)).

Los resultados demostraron que casi toda la erosión del apuntalante se produjo en los primeros minutos de exposición del apuntalante al flujo de fluido. Por otro lado, la magnitud de la erosión se redujo con el incremento del esfuerzo de cierre, particularmente por encima de aproximadamente 69 MPa [10 000 lpc]. El análisis visual reveló que toda la erosión tuvo lugar a lo largo de los lados de las columnas, no en las superficies que enfrentan directamente al flujo de fluido.



^ Efectos de la tasa de flujo y del esfuerzo de cierre sobre la erosión de las columnas de apuntalante. Las columnas iniciales de apuntalante sin erosionar tenían una altura de 1,38 mm [0,05 pulgadas] y un diámetro que varía entre 36 y 42 mm [1,42 y 1,65 pulgadas], y el esfuerzo de cierre fue de 16,6 MPa [2 400 lpc]. Los técnicos aumentaron la tasa de flujo del fluido en forma incremental y midieron la cantidad de apuntalante recolectado en el filtro, en la salida de la celda de erosión (*extremo superior*). Gran parte de la erosión se produjo durante los primeros minutos, con tasas de flujo más bajas (línea azul). La erosión de las columnas de apuntalante se redujo significativamente con esfuerzos de cierre más altos (*extremo inferior*).

Luego de estos experimentos, los científicos adquirieron confianza en cuanto a que las columnas de apuntalante emplazadas en una fractura hidráulica sobrevivirían a los rigores de las operaciones de pozos subsiguientes.

Selección de los candidatos para las pruebas de pozos

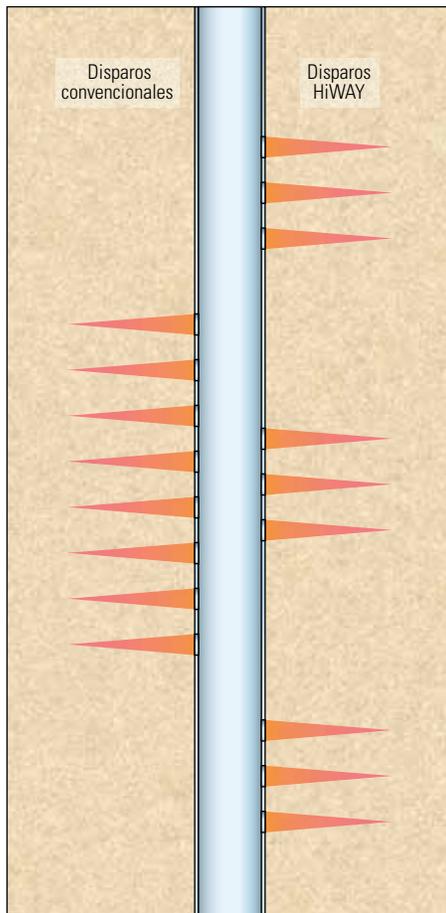
Los ingenieros diseñaron un método conservador de pruebas de campo en el que se consideraron varios parámetros importantes de la formación y del diseño de los pozos. Al principio, decidieron limitar la técnica a los pozos verticales y, para asegurar la separación adecuada de las columnas de apuntalante en la fractura, en un principio dispusieron los disparos en agrupamientos en vez de utilizar la configuración convencional con un espaciamiento uniforme (abajo).

Los ingenieros también necesitaban considerar la naturaleza de la formación productora. ¿Cómo responderían las paredes de la fractura

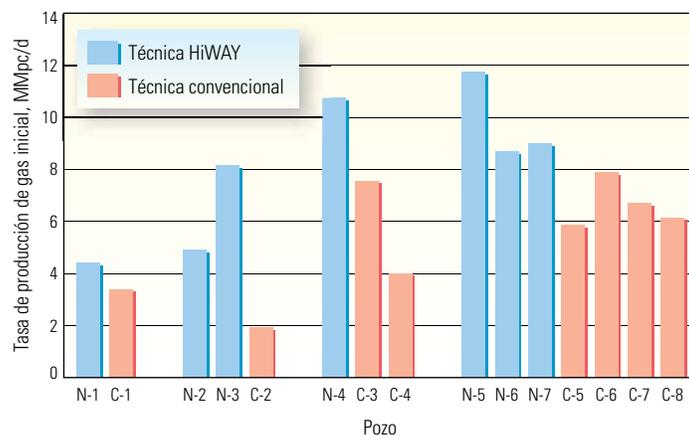
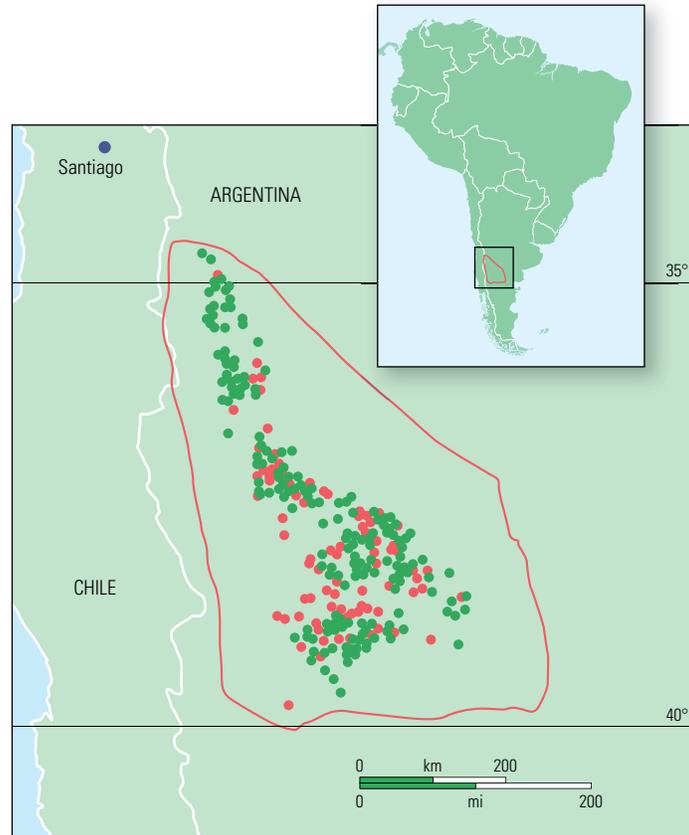
ante la presencia de áreas intersticiales en un empaque de apuntalante discontinuo? Si la roca es demasiado blanda o flexible, las paredes podrían flexionarse o fluir hacia el interior de los vacíos, con lo cual se comprometería la conductividad de la fractura. Como orientación, los científicos recurrieron a una disciplina relacionada: la inge-

niería minera. Los conglomerados de apuntalante son análogos a las columnas de una mina subterránea, y los ingenieros de minas deben considerar las relaciones existentes entre las columnas y la roca suprayacente.

Los parámetros principales que rigen la estabilidad de una mina subterránea son la resisten-



^ Esquemas de disparos convencionales y HiWAY. La disposición de los disparos en agrupamientos mejora la separación entre los tapones de apuntalante que ingresan en la fractura y asegura un trayecto conductivo óptimo desde la fractura hasta el pozo.



^ Resultados del estudio de campo con la técnica HiWAY. El campo Loma La Lata, operado por YPF S.A., se encuentra ubicado en el sudoeste de Argentina (*extremo superior*). Los pozos del campo producen petróleo (puntos verdes) y gas (puntos rojos). La tasa de producción promedio inicial (30 días) de los pozos de gas estimulados con la técnica HiWAY (*extremo inferior*, azul) fue de 8,2 MMpc/d, en tanto que los pozos estimulados en forma convencional (naranja) promediaron 5,4 MMpc/d. Los pozos se agrupan en la gráfica de acuerdo con su proximidad y la semejanza de las propiedades del yacimiento.

cia de las columnas, la presión de sobrecarga y los módulos de Young de las columnas y de la roca suprayacente.⁸ Los científicos consideraron que las aplicaciones iniciales de la técnica HiWAY deberían llevarse a cabo en campos en los que la relación entre el módulo de Young de la formación y el esfuerzo de cierre de la fractura fuera aproximadamente mayor a 1 000. Esas formaciones tienden a ser duras e inflexibles. Una vez validada la tecnología HiWAY en estas formaciones, los ingenieros considerarían la reducción del límite en forma incremental.

Los científicos e ingenieros pasaron muchos años preparando modelos teóricos y efectuando pruebas para llegar a este punto del desarrollo de la tecnología HiWAY. Ahora, teniendo en cuenta las directrices de selección de pozos candidatos, estaban listos para abandonar el mundo experimental y aplicar su técnica en los campos productores de petróleo.

Mejoramiento de la producción de gas en la Argentina

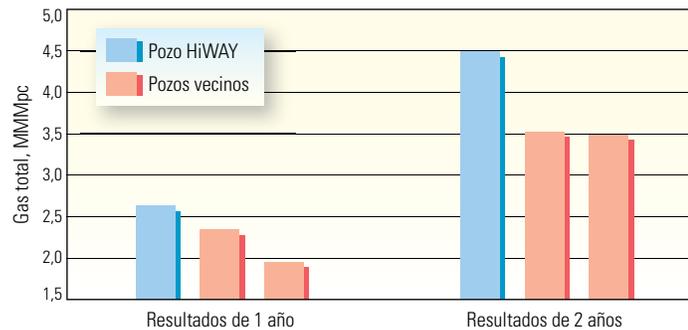
El campo Loma La Lata, que opera YPF S.A., se encuentra ubicado en el sector sudoeste de la República Argentina. Con más de 300 pozos, este campo produce un 26% del gas natural del país. Tres zonas productoras se ubican en la arenisca de grano fino a grueso de la formación Sierras Blancas, en la cuenca Neuquina, a profundidades que oscilan entre 2 896 y 3 200 m [9 500 y 10 500 pies]. La temperatura y la presión de fondo de pozo varían entre 113°C y 118°C [235°F y 245°F], y entre 24,1 y 31,0 MPa [3 500 y 4 500 lpc], respectivamente. Las permeabilidades y las porosidades de yacimiento son moderadas; están comprendidas entre 0,08 y 5 mD, y entre 12% y 17%, respectivamente. El módulo de Young de la formación varía entre 27 600 y 48 300 MPa [4 y 7 millones de lpc]. Los esfuerzos de cierre oscilan entre 27,6 y 41,4 MPa [4 000 y 6 000 lpc].

A pesar de la constante actividad de perforación y fracturamiento, recientemente la producción de gas del campo había comenzado a declinar.

8. El módulo de Young, E , es una constante elástica que indica cómo se deforma un material cuando es sometido a un esfuerzo. La resistencia de un material a la deformación se incrementa con el valor de E .
Sneddon IN: "The Distribution of Stress in the Neighbourhood of a Crack in an Elastic Solid," *Actas de la Sociedad Real de Londres A* 187, no. 1009 (22 de octubre de 1946): 229–260.

9. Gillard et al, referencia 4.

10. Johnson J, Turner M, Weinstock C, Peña A, Laggan M, Rondon J y Lyapunov K: "Channel Fracturing—A Paradigm Shift in Tight Gas Stimulation," artículo SPE 140549, presentado en la Conferencia y Exhibición de Tecnología de Fracturamiento Hidráulico de la SPE, The Woodlands, Texas, EUA, 24 al 26 de enero de 2011.



^ Mejoramiento de la producción del campo Loma La Lata. Mediante la aplicación de la técnica de fracturamiento HiWAY en el campo Loma La Lata, en Argentina, el operador observó un mejoramiento de la producción con respecto a los pozos convencionales durante el primer año, con un incremento sustancial en el segundo año. En el segundo año de producción, el pozo HiWAY (azul) produjo 29% más gas que los pozos vecinos estimulados en forma convencional (naranja).

Esta situación, combinada con el incremento de la demanda de energía en Argentina, instó al operador a considerar nuevos métodos de estimulación de pozos. Los ingenieros llevaron a cabo un estudio de campo de 15 pozos, en el cual siete pozos recibieron el tratamiento HiWAY, y los pozos vecinos restantes fueron estimulados en forma convencional.⁹ Para garantizar una comparación óptima, todos los pozos recibieron el mismo fluido de fracturamiento y el mismo apuntalante. La tasa de producción inicial de 30 días en los pozos estimulados con la técnica de fracturamiento con canales de flujo HiWAY excedió a la de los pozos vecinos en un 53% (página anterior, derecha).

Los ingenieros continuaron monitoreando la producción de algunos de estos pozos durante dos años (arriba). La producción acumulada de gas del pozo tratado con la técnica HiWAY fue 29% superior a la de los pozos vecinos, lo que, a los precios actuales, equivalió a aproximadamente un ingreso adicional de USD 4,8 millones. Por consiguiente, los pozos tratados con la técnica HiWAY no sólo proporcionaron tasas de producción iniciales más altas, sino que también sustentaron incrementos significativos de la producción con el tiempo. Los resultados indicaron además que los canales de flujo en el interior del empaque de apuntalante discontinuo permanecieron en su lugar durante mucho tiempo. Por este motivo, YPF S.A. continúa incorporando la técnica HiWAY en sus actividades de desarrollo de pozos.

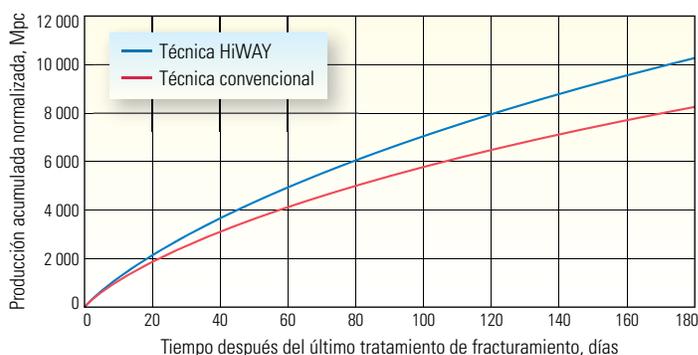
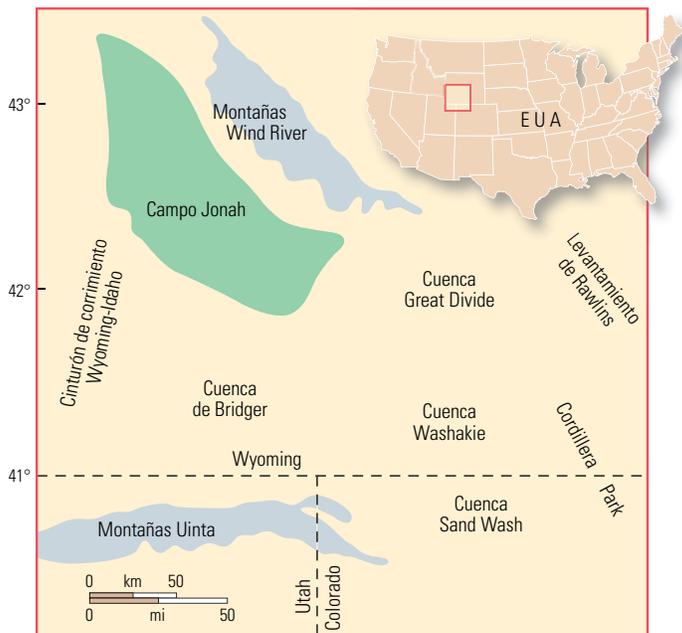
El estudio llevado a cabo en Argentina demostró que la técnica HiWAY es efectiva en yacimientos moderadamente permeables. Luego de este éxito, los ingenieros decidieron aplicar la nueva tecnología en formaciones gasíferas de baja permeabilidad.

Fracturamiento con canales de flujo en arenas compactas de yacimientos de gas

Encana Oil and Gas (USA), Inc. opera el campo Jonah, situado en Wyoming, EUA. La mayor parte de la producción se origina en la formación Lance, que consta de intervalos de arenas fluviales con permeabilidades oscilantes entre 0,005 y 0,05 mD, y saturaciones de gas comprendidas entre 33% y 55%. Las temperaturas de fondo de pozo varían entre 79°C y 118°C [175°F y 245°F], y el módulo de Young de la formación fluctúa entre 24 130 y 41 400 MPa [3,5 y 6,0 millones de lpc]. Los esfuerzos de cierre oscilan entre 35,9 y 49,6 MPa [5 200 y 7 190 lpc]. Dado que los espesores de los intervalos arenosos varían entre 3 y 61 m [10 y 200 pies] aproximadamente, a profundidades comprendidas entre 2 290 y 4 115 m [7 500 y 13 500 pies], y se intercalan con limolitas y lutitas, los tratamientos de estimulación deben ser ejecutados en múltiples etapas.

Habitualmente, los pozos constan de 20 a 50 secuencias de arena apiladas, y Encana por lo general las divide en 10 a 14 etapas. Cada etapa requiere su propio tratamiento de fracturamiento y sus propias operaciones de disparos. Los ingenieros comienzan con la etapa más profunda y dejan varios días para los procesos de contraflujo (flujo de retorno) de fluido y limpieza antes de proceder en forma ascendente hacia la etapa siguiente. Después que los ingenieros disparan y estimulan la última zona, el pozo se pone en producción.

La implementación de la técnica de fracturamiento HiWAY comenzó con un pozo de 12 etapas que contenía 191 m [626 pies] de zona productiva neta.¹⁰ Un pozo vecino cercano de 12 etapas, con 204 m [669 pies] de zona productiva neta, recibió tratamientos de fracturamiento convencionales.



^ Comparación de seis meses de producción entre pozos de gas en arenas compactas, estimulados en forma convencional y con la técnica HiWAY. Los pozos, operados por Encana, se encuentran ubicados en el campo Jonah (*extremo superior*). Los datos fueron normalizados para dar cuenta de las diferencias litológicas y de la calidad del yacimiento entre los dos pozos (*extremo inferior*). La producción acumulada del pozo tratado con la técnica HiWAY superó en un 26% a la de los pozos estimulados en forma convencional.

Los ingenieros bombearon el mismo fluido de fracturamiento a base de goma guar reticulado con borato y apuntalante con arena de malla 20/40 en ambos pozos con concentraciones de apuntalante oscilantes entre 4 y 6 laa. Debido a la formación de canales abiertos en el pozo tratado con la técnica HiWAY, fue necesario un 44% menos de apuntalante. El operador rastreó la producción de ambos pozos durante 180 días (*arriba*). La producción acumulada del pozo tratado con la técnica HiWAY fue 26% mayor que la

del pozo vecino. Este resultado alentador condujo a Encana a encarar un estudio comparativo de pozos más ambicioso.

En la misma sección del campo se estimularon trece pozos; cinco con el proceso HiWAY y los otros ocho con medios convencionales. Al igual que antes, todos los pozos recibieron el mismo fluido a base de goma guar reticulado con borato y apuntalante con arena. El programa consistió en 135 etapas de fracturamiento. Debido a las fracturas con canales de flujo abierto, el proceso

de limpieza se produjo más rápidamente y los volúmenes de fluido recuperados fueron 48% mayores que los de los pozos vecinos. Después de 30 días, la producción normalizada de los pozos tratados con la técnica HiWAY fue 23% superior a la de los pozos vecinos. Los modelos predicen que, después de dos años, la producción acumulada será 17% mayor que la de los pozos vecinos.

Estimulación de la lutita Eagle Ford

La lutita Eagle Ford de EUA reviste gran importancia por su capacidad para producir tanto gas como volúmenes relativamente grandes de petróleo y condensado. La lutita exhibe un alto contenido de carbonatos, lo que la vuelve frágil y adecuada para los tratamientos de fracturamiento. La formación se extiende desde el sector noreste de México hacia el este de Texas, y posee un ancho de aproximadamente 80 km [50 mi] y una longitud de 644 km [400 mi]. El espesor promedio es de 76 m [250 pies] a una profundidad de unos 1 220 a 3 660 m [4 000 a 12 000 pies] (*próxima página, al centro*). Los ingenieros de Petrohawk Energy Corporation, que opera el campo Hawkville cerca de Cotulla, en Texas, investigaron si la técnica de fracturamiento HiWAY podría mejorar la producción tanto de gas como de condensado.¹¹

La formación es extremadamente compacta, con permeabilidades que oscilan entre 100 y 600 mD y porosidades comprendidas entre 7% y 10%. Las temperaturas y presiones de fondo de pozo también son elevadas; están comprendidas entre 132°C y 166°C [270°F y 330°F] y 48,3 y 69,0 MPa [7 000 y 10 000 lpc], respectivamente. Los módulos de Young son más bajos que los descritos previamente; entre 13 800 y 31 050 MPa [2,0 y 4,5 millones de lpc]. Se trata de condiciones desafiantes para la ejecución exitosa de los tratamientos de fracturamiento, independientemente de la técnica utilizada.

Los pozos de esta sección de la lutita Eagle Ford suelen ser horizontales, lo que plantea desafíos adicionales para el método de fracturamiento HiWAY. Los científicos de Schlumberger aún no habían efectuado estudios extensivos de modelado de formaciones con canales abiertos en pozos desviados; sin embargo, Petrohawk decidió probar la nueva técnica. El operador seleccionó dos pozos para una evaluación inicial: el pozo 1, localizado en una región productora de gas, y el pozo 2, en un sector de condensado. Existían a disposición pozos vecinos para efectuar una comparación válida (*próxima página, abajo*). El operador había estimulado los pozos vecinos con fluidos de fracturamiento consistentes de agua oleosa o bien de un sistema híbrido que empleaba

11. Rhein T, Loayza M, Kirkham B, Oussoltsev D, Altman R, Viswanathan A, Peña A, Indriati S, Grant D, Hanzik C, Pittenger J, Tabor L, Markarychev-Mikhailov S y Mikhaylov A: "Channel Fracturing in Horizontal Wellbores: The New Edge of Stimulation Techniques in the Eagle Ford Formation," artículo SPE 145403, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, 30 de octubre al 2 de noviembre de 2011.

12. Los fluidos de fracturamiento a base de agua oleosa (*slick water*) se componen de agua y un polímero (usualmente poliacrilamida) para reducir la caída de presión por fricción cuando se bombea el fluido a través de los tubulares. La tasa de bombeo durante los tratamientos de fracturamiento con agua oleosa es alta: 15,9 m³/min [100 bbl/min]. En consecuencia, se requieren grandes cantidades de agua para estimular un pozo.

agua oleosa durante la etapa de colchón y un fluido a base de polímeros reticulados durante la etapa de apuntalante.¹² Los ingenieros de Schlumberger escogieron un fluido a base de goma guar reticulado con borato para estimular los pozos tratados con la tecnología HiWAY.

Para el pozo 1, la tasa de producción inicial de gas fue de 411 000 m³/d [14,5 MMpc/d]; es decir, un 37% más alta que en el mejor pozo vecino comparable. Después de 180 días, la producción acumulada de gas superó en un 76% a la del mismo pozo vecino. Está previsto que la producción final de gas de este pozo sea de 252 millones de m³ [8 900 MMpc]. El pozo 2 produjo inicialmente 130 m³ [820 bbl] de condensado por día; 32% más que el mejor pozo vecino comparable. Después de 180 días, la producción acumulada de condensado fue 54% mayor que la del pozo vecino comparable.

Sobre la base de estos resultados, Petrohawk incrementó la utilización de la tecnología HiWAY. Diez pozos más fueron terminados utilizando la nueva técnica y se lograron tendencias de producción consistentes con los pozos de pruebas iniciales. La técnica incrementó la producción de gas de la lutita Eagle Ford en un 51% y la producción de condensado en un 46%.

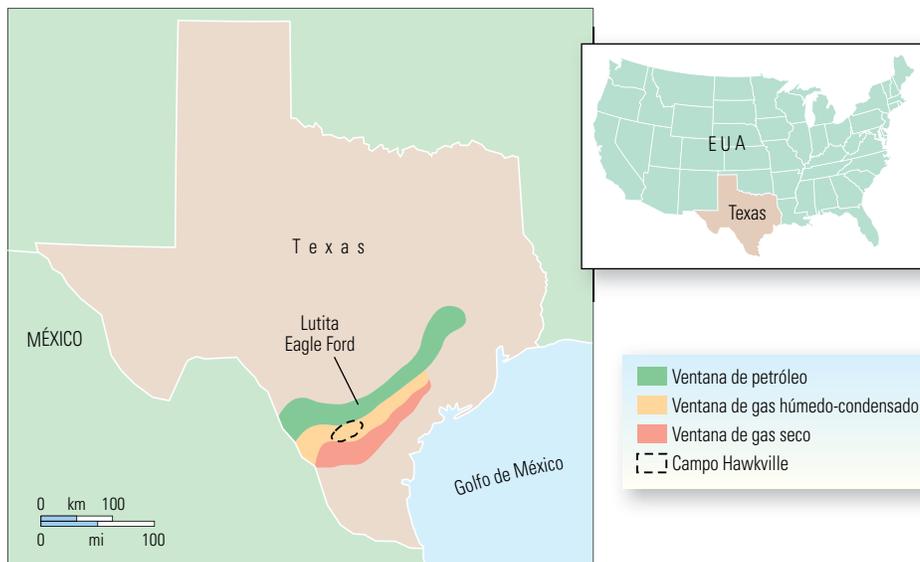
Extensión del alcance del servicio HiWAY

Al momento de la redacción de este artículo, se habían ejecutado más de 2 600 tratamientos de fracturamiento HiWAY en ocho países, con un índice de éxito, en términos de emplazamiento de apuntalante, superior al 99,8%. Esta estadística confirma que los años de trabajo teórico y experimental claramente se tradujeron en criterios de diseño y ejecución robustos.

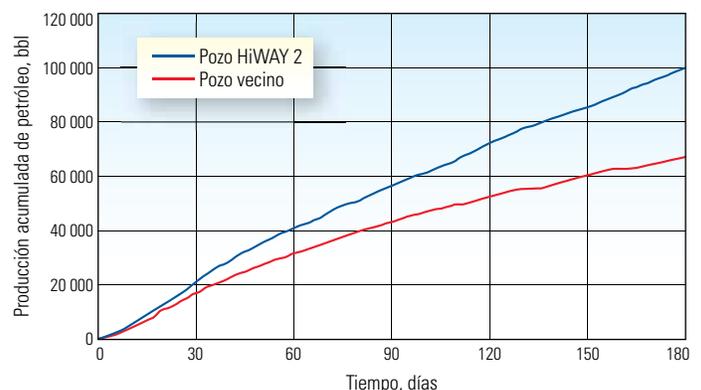
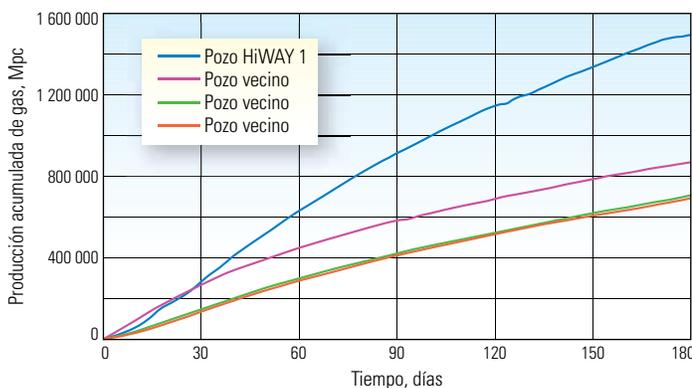
La formación de empaques de apuntalante discontinuos reduce significativamente el costo y la huella ambiental de los tratamientos de fracturamiento. Los ingenieros estiman que, en forma global, los operadores ahorraron más de 86 180 000 kg [190 millones de lbn] de apuntalante, respecto del volumen que se utilizaría en los tratamientos convencionales. Esto implica aproximadamente 7 000 viajes menos por carretera y unos 900 viajes menos por ferrocarril para el transporte del apuntalante hasta las localizaciones de los pozos. En consecuencia, el consumo de combustible diesel declinó en aproximadamente 283,9 m³ [75 000 galones], y las emisiones de CO₂ se redujeron en 725 750 kg [1,6 millón de lbn] aproximadamente.

El alcance del servicio HiWAY continúa expandiéndose. Por ejemplo, los ingenieros están buscando formas de aumentar los tipos de yacimientos en los que resulta aplicable la técnica. La experiencia de campo ha demostrado que la pauta inicial para la relación entre el módulo de Young de la formación y el esfuerzo de cierre fue demasiado conservadora. El límite se redujo de 1 000 a 350, lo que abrió la aplicación del servicio HiWAY a una gama más amplia de formaciones, especialmente las lutitas.

El éxito inicial con los pozos horizontales de la lutita Eagle Ford condujo a los científicos a ejecutar tareas de modelado y trabajos experimentales adicionales para ajustar la técnica HiWAY a un ambiente de pozo desviado. En consecuencia, los pozos horizontales representan el 69% de los tratamientos ejecutados hasta la fecha. Además se han puesto en marcha trabajos para extender el servicio HiWAY de un pozo entubado a un ambiente de agujero descubierto. Conforme los operadores apliquen la técnica con éxito en una gama más amplia de tipos de pozos, es posible que los empaques de apuntalante discontinuos se conviertan en la práctica estándar de la industria. —EBN



▲ Lutita Eagle Ford. La formación produce petróleo, condensado y gas. Petrohawk opera el campo Hawkville en el sur de Texas.



▲ Seis meses de producción de gas y petróleo, proveniente de los pozos horizontales que recibieron el tratamiento HiWAY en el campo Hawkville, en Texas. La producción de los pozos de gas (*izquierda*) y petróleo (*derecha*) que recibieron el tratamiento HiWAY (azul) fue significativamente mayor que la observada en los pozos vecinos.