

Revelación del potencial de los yacimientos no convencionales

Los tratamientos de fracturamiento hidráulico se efectúan para generar un trayecto de flujo altamente conductivo desde el yacimiento hacia el pozo. Para lograr una efectividad máxima se requiere la estimulación de todos los disparos del intervalo tratado. No obstante, la obtención de esa cobertura implica un desafío en los yacimientos no convencionales porque las presiones de iniciación de la fractura pueden variar considerablemente dentro del intervalo disparado. Un nuevo servicio de fracturamiento que emplea un innovador agente divergente mejora la producción de los campos en explotación y permite a los operadores desarrollar áreas no consideradas anteriormente como económicamente viables.

Chad Kraemer
Houston, Texas, EUA

Bruno Lecerf
Alejandro Peña
Dmitriy Usoltsev
Sugar Land, Texas

Pablo Parra
Reynosa, Tamaulipas, México

Ariel Valenzuela
Petróleos Mexicanos (PEMEX)
Reynosa, Tamaulipas, México

Hunter Watkins
BHP Billiton Petroleum
Houston, Texas

Traducción del artículo publicado en
Oilfield Review Invierno de 2014/2015: 26, no. 4.
Copyright © 2015 Schlumberger.

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Olga Alekseenko, Novosibirsk, Rusia; y a Anna Dunaeva, Mohan Panga, Dmitriy Potapenko y Zinaida Usova, Sugar Land, Texas, EUA.

BroadBand Precision, BroadBand Sequence, CemCRETE, ClearFRAC, HiWAY y Mangrove son marcas de Schlumberger.

Desde hace varias décadas, la industria del petróleo y el gas emplea tratamientos de fracturamiento hidráulico para mejorar o prolongar la productividad de los pozos. Sin los tratamientos de fracturamiento, la producción de muchos de los yacimientos de hidrocarburos desarrollados en nuestros días no sería técnica o económicamente factible.

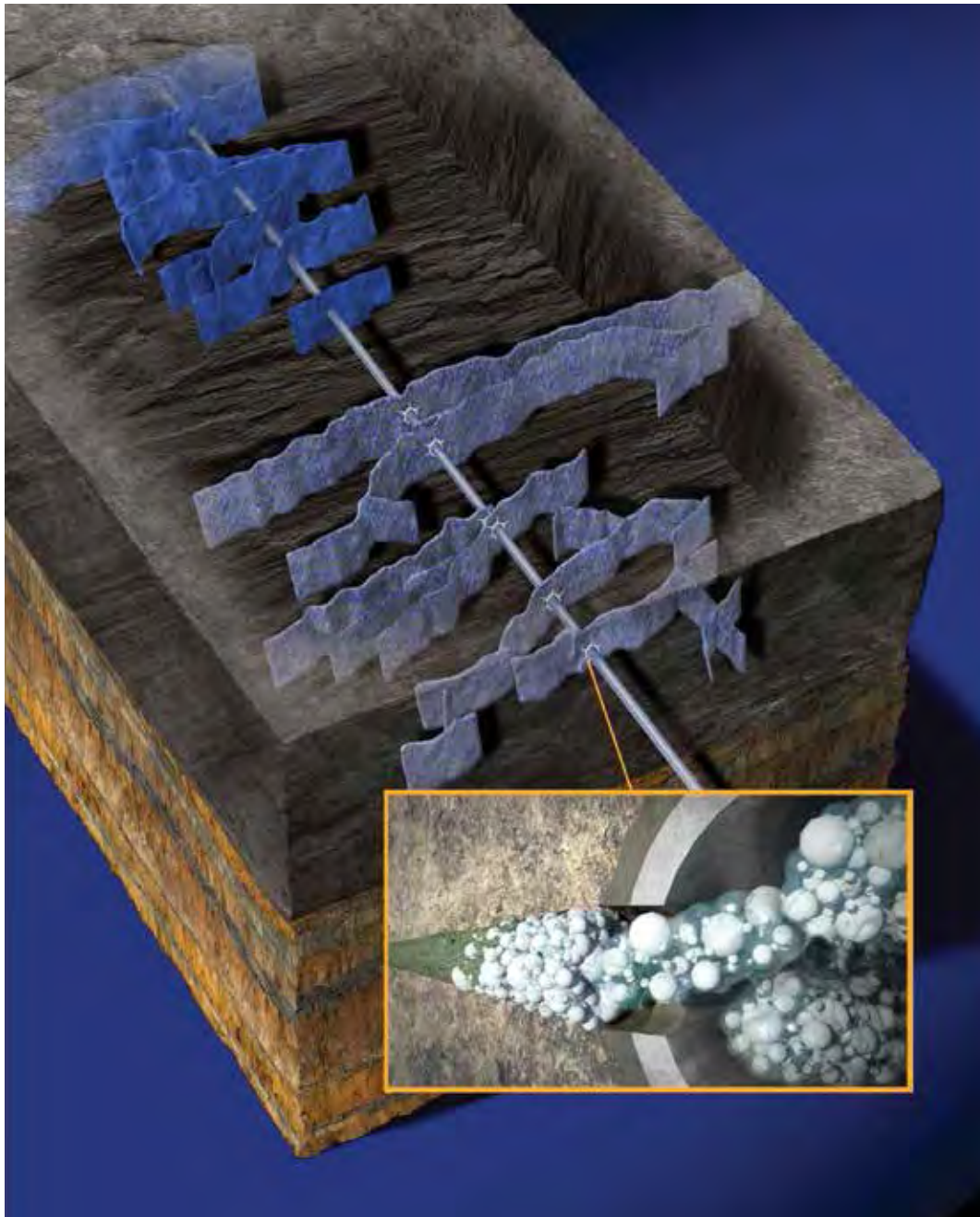
Durante un tratamiento de fracturamiento, se utilizan equipos especiales para bombear fluido en un pozo más rápido de lo que puede ser absorbido por la formación, lo que produce el incremento de la presión sobre la formación hasta que la roca se fractura o fragmenta. El bombeo continuo hace que la fractura se propague lejos del pozo, incrementando la superficie de la formación a través de la cual pueden fluir los hidrocarburos hacia el interior del pozo y ayudando a que el mismo alcance una tasa de producción más alta que la que podría obtenerse de otro modo. Como resultado, el volumen de hidrocarburos producidos se incrementa sustancialmente y los operadores recuperan más rápido sus erogaciones de capital para el desarrollo de los campos.

Las operaciones de fracturamiento emplean dos sustancias principales: apuntalantes y fluidos de fracturamiento.¹ Los apuntalantes son partículas que mantienen las fracturas abiertas, preservando los trayectos recién formados. Los fluidos

de fracturamiento pueden ser acuosos o no acuosos y deben ser suficientemente viscosos como para generar y propagar una fractura y además transportar el apuntalante por el pozo hacia el interior de la fractura. Una vez que el tratamiento concluye, la viscosidad del fluido de tratamiento debe reducirse lo suficiente como para provocar la evacuación rápida y eficiente del fluido del pozo.

Los tratamientos de fracturamiento tradicionales consisten en dos fluidos. El primer fluido, o colchón, no contiene apuntalante y se bombea a través de los disparos de la tubería de revestimiento con una velocidad y una presión suficientes como para romper la formación y generar fracturas.² El segundo fluido, o lechada de apuntalante, transporta el apuntalante a través de los disparos hacia el interior de las fracturas recién abiertas. Cuando el bombeo se interrumpe, las fracturas se relajan, manteniendo el paquete de apuntalante en su lugar, y los fluidos de fracturamiento fluyen de regreso hacia el interior del pozo para dar paso a la producción de hidrocarburos. Idealmente, el paquete de apuntalante debe estar libre de residuos de fluido de estimulación, que pueden deteriorar la conductividad y la producción de hidrocarburos.

Durante más de 60 años, los químicos e ingenieros buscaron desarrollar fluidos de fracturamiento, apuntalantes y técnicas de emplazamiento que ayudaran a producir fracturas apuntaladas



ideales y maximizar la productividad de los pozos. Como resultado de estos desarrollos, la naturaleza química y física de los fluidos de fracturamiento ha evolucionado significativamente. La industria ha

desarrollado esencialmente fluidos libres de resí- duos; un ejemplo es la familia ClearFRAC de fluidos de fracturamiento sin polímeros.³ Los paquetes de apuntalantes heterogéneos mejoraron adicional-

mente la conductividad del paquete de apuntalante, como lo demuestra la técnica de fracturamiento hidráulico con canales de flujo HiWAY.⁴

Los paquetes de apuntalantes actuales imponen poca resistencia para el flujo de fluidos. Sin embargo, para lograr una productividad óptima, es necesario que el fluido de fracturamiento ingrese en todos los disparos, lo que permite el acceso máximo del pozo a la región a estimular. Si no se logra este objetivo, una fracción grande del yacimiento puede no ser contactada y, en consecuencia, pueden quedar grandes volúmenes de hidrocarburos inaccesibles.

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

2. Los disparos, es decir los orificios creados en la tubería de revestimiento con pistolas (cañones) equipadas con cargas premoldeadas (huecas) explosivas, producen túneles a través de dicha tubería y el cemento para proporcionar comunicación entre el interior de la tubería de revestimiento y el yacimiento productor.

3. Chase B, Chmilkowski 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. d'Huteau E, Gillard M, Miller M, Peña A, Johnson J, Turner M, Medvedev O, Rhein T y Willberg D: "Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción," *Oilfield Review* 23, no. 3 (Marzo de 2012): 4-17.

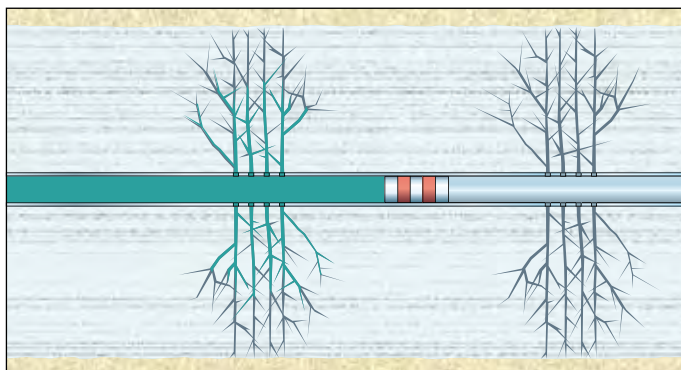
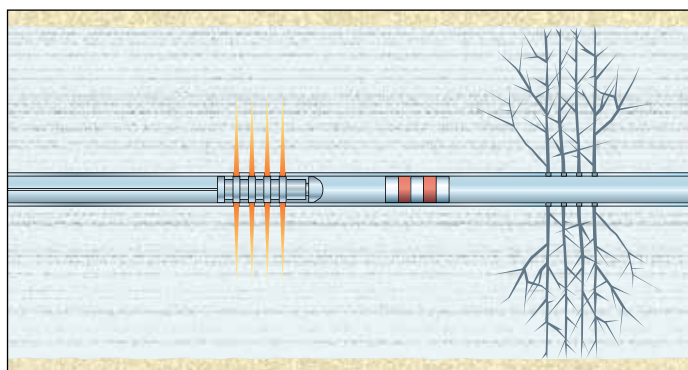
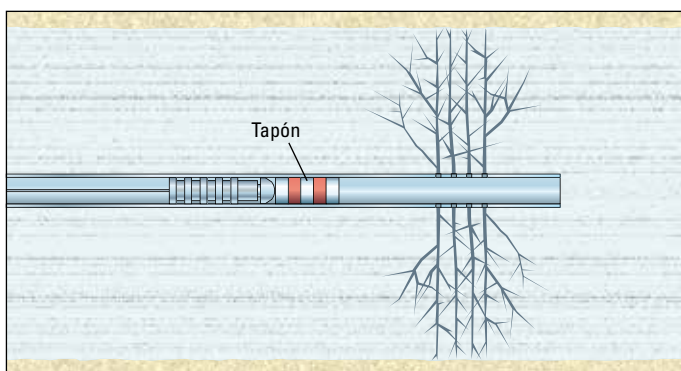
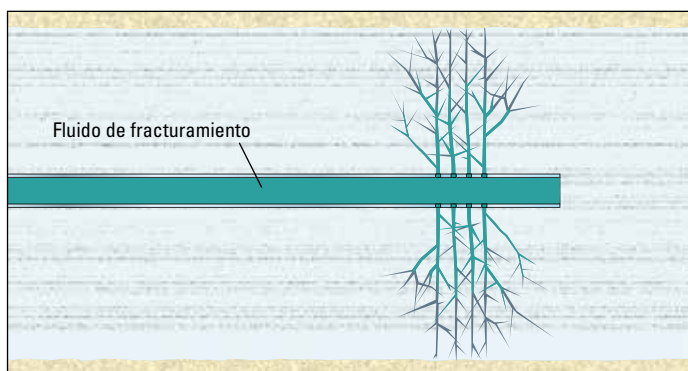
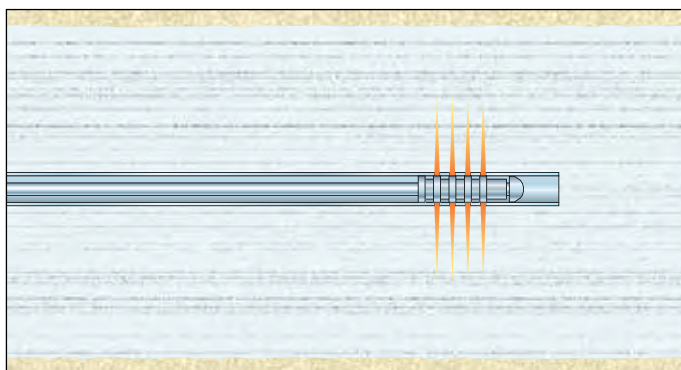
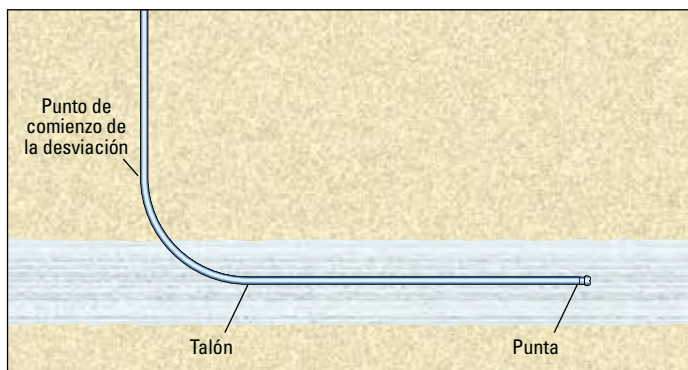
El tratamiento de todos los disparos plantea desafíos particulares a la hora de estimular formaciones arcillosas.⁵ La mayoría de los operadores producen de pozos horizontales que pueden extenderse a lo largo de cientos de metros a través de la formación productiva. Por consiguiente, para asegurar el tratamiento de estimulación adecuado, las operaciones de terminación se llevan a cabo en pasos durante los cuales el pozo se divide en múltiples intervalos y se trata en etapas.

Frecuentemente, los operadores emplean un método de estimulación conocido en la jerga

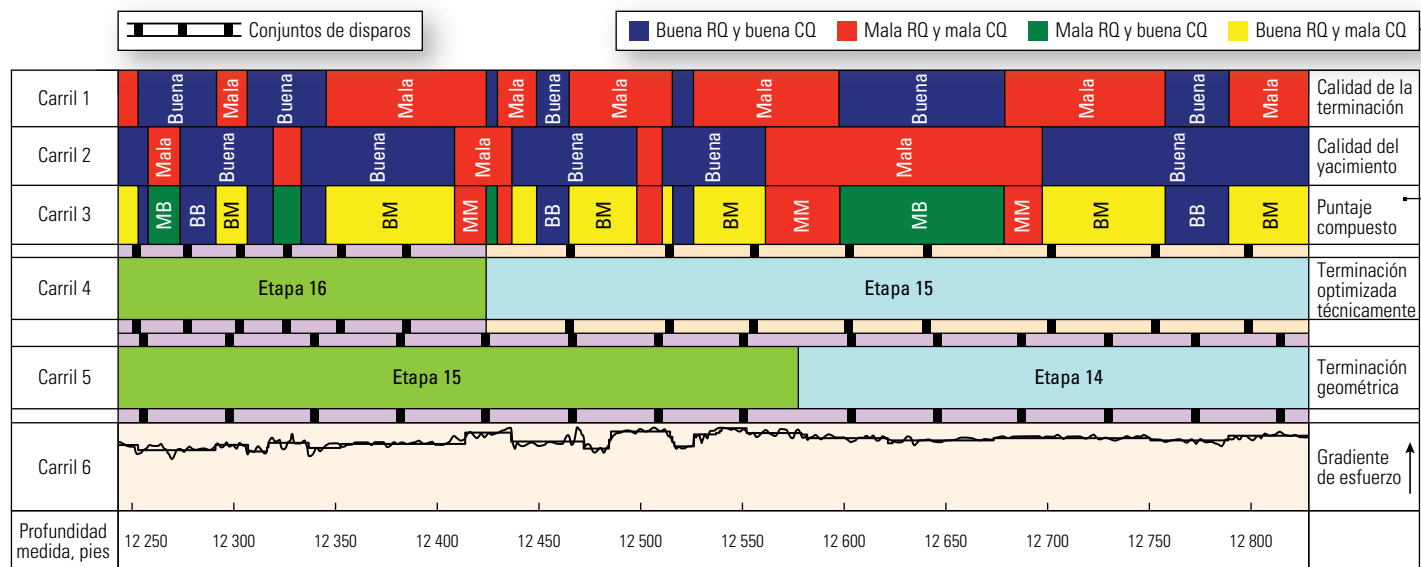
industrial como técnica de “taponamiento y disparos” (abajo).⁵ Después de perforar, entubar y cementar el pozo, los ingenieros corren un sistema de ejecución de disparos dentro de la tubería de revestimiento hasta el extremo más alejado del pozo: la punta. En primer lugar, se dispara y se fractura un primer intervalo de aproximadamente 100 m [330 pies] de longitud. A continuación, los ingenieros colocan un tapón dentro de la tubería de revestimiento adyacente al intervalo recién fracturado para aislar las fracturas del resto del pozo. Luego, se dispara una segunda

etapa detrás del tapón, seguida por un segundo tratamiento de fracturamiento. Esta secuencia puede ser ejecutada muchas veces hasta haber disparado y estimulado toda la porción horizontal del pozo.

Tradicionalmente, la longitud de cada intervalo disparado es la misma en todo el pozo y los tapones se colocan de manera equidistante. Estos diseños se denominan terminaciones geométricas. No obstante, dado que las lutitas son en general heterogéneas, los ingenieros han comenzado a utilizar datos sísmicos y de registros de pozos para deter-



^ Técnica de taponamiento y disparos. Los pozos horizontales pueden extenderse a lo largo de cientos de metros lejos de su sección vertical. La mayor parte de la sección horizontal del pozo pasa a través de la formación productiva (gris) y es terminada en etapas. El pozo comienza a desviarse de la vertical (*extremo superior izquierdo*) en el punto de comienzo de la desviación. El inicio de la sección horizontal es el talón y el extremo más alejado del pozo es la punta. Los ingenieros efectúan la primera operación de disparos en la punta (*extremo superior derecho*) y la continúan con un tratamiento de fracturamiento (*centro, a la izquierda*). Luego, colocan en el pozo un tapón (*centro, a la derecha*) que aísla hidráulicamente la roca recién fracturada del resto del pozo. Se dispara una sección adyacente al tapón (*extremo inferior izquierdo*) y sigue otro tratamiento de fracturamiento (*extremo inferior derecho*). Esta secuencia puede reiterarse hasta que se estimula la sección horizontal desde la punta de regreso hasta el talón. En un último paso, una operación de fresado (no mostrada en la gráfica) remueve los tapones del pozo y permite que comience la producción.



^ Comparación entre las terminaciones geométricas y las optimizadas técnicamente. Las terminaciones geométricas (carril 5) implican etapas de igual extensión longitudinal (en esta gráfica no se muestran las extensiones longitudinales totales de las etapas) y los conjuntos de disparos están espaciados uniformemente. En las terminaciones optimizadas técnicamente (carril 4) se toma en cuenta la calidad del yacimiento (RQ) y la calidad de la terminación (CQ) a la hora de determinar las localizaciones de los conjuntos de disparos. El software Mangrove analiza los datos derivados de los registros y asigna calificaciones buenas (azul) o malas (rojo) tanto a la RQ como a la CQ (carriles 1 y 2). A su vez, el software utiliza las calidades RQ y CQ para determinar un puntaje compuesto (carril 3). Las mejores localizaciones poseen calidades RQ y CQ buenas. En este ejemplo, la etapa 15 de la terminación optimizada técnicamente ha sido diseñada de modo tal que abarca una región con un gradiente de esfuerzo bastante uniforme (carril 6). Además, los ingenieros evitaron emplazar los conjuntos de disparos en localizaciones en las que tanto la calidad RQ como la calidad CQ eran malas.

minar las propiedades mecánicas de las formaciones y el potencial de productividad a lo largo del pozo. Luego, los operadores limitan las operaciones de disparos y estimulación a las áreas potencialmente más productivas, formando conjuntos de disparos optimizados. Este método usualmente reduce el número de etapas y taponos, lo que disminuye los costos de terminación de pozos sin sacrificar la productividad de los mismos (arriba).⁷ Estos diseños se denominan terminaciones optimizadas técnicamente.

A pesar de los mejoramientos de la producción logrados con la técnica de conjuntos optimizados, las presiones de iniciación de la fractura dentro de un intervalo aún pueden ser altamente variables, lo que provoca una estimulación despareja entre los conjuntos de disparos. Los disparos adyacentes a las rocas con un gradiente de fracturamiento bajo son estimulados en forma preferencial, lo que deja sin contactar aquéllos que se encuentran en las rocas más resistentes. Si se emplean métodos de fracturamiento convencionales, hasta un 40% de los disparos pueden no contribuir a la producción.⁸

Los químicos e ingenieros de Schlumberger investigaron el problema de la eficiencia, asociado con la estimulación de las formaciones arcillosas, con el objetivo de desarrollar métodos que permitan explotar los hidrocarburos de difícil acceso y mejorar los resultados de producción. Sus gestiones condujeron al desarrollo del servicio de frac-

turamiento BroadBand Sequence. Este servicio introducido recientemente consiste en el bombeo de un agente divergente único en un pozo entre los tratamientos de fracturamiento.

Este artículo sigue la trayectoria del desarrollo del método BroadBand Sequence desde el laboratorio hasta su introducción en el campo petrolero. Algunos casos de estudio de EUA y México demuestran las mejoras registradas en la productividad de los pozos y los ahorros de costos logrados mediante la aplicación de esta técnica.

Técnica de fracturamiento secuencial

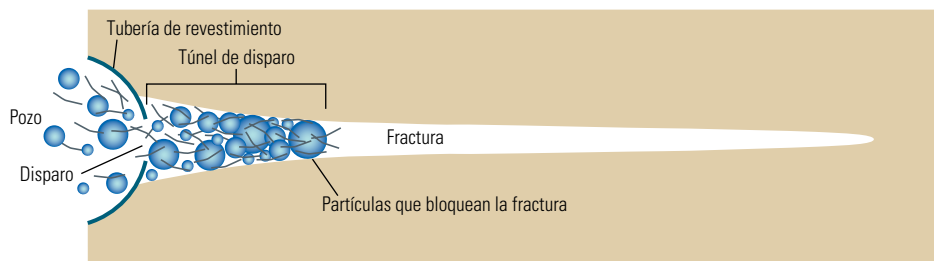
El método tradicional de terminación de pozos utilizando la técnica de taponamiento y disparos implica un tratamiento, o etapa, de fracturamiento por intervalo. Después del tratamiento, cualquier disparo que no fue estimulado previamente se ignora y el operador procede a estimular el intervalo siguiente. En estas circunstancias, las ventajas de la implementación de una segunda etapa serían limitadas. El fluido de fracturamiento adoptaría el trayecto de menor resistencia y fluiría hacia el interior de los disparos estimulados previamente.

Los ingenieros de Schlumberger consideraron la posibilidad de colocar luego del primer tratamiento de fracturamiento una píldora que contenía un material divergente, que taponaría los disparos estimulados inicialmente. Según su planteo, durante un segundo tratamiento de fracturamiento, el fluido sería desviado lejos de los

disparos taponados hacia el interior de los disparos sin estimular, fracturando de ese modo dos regiones diferenciadas de una secuencia ininterrumpida y mejorando la productividad de los pozos. No obstante, la restitución del flujo de fluidos a través de los disparos estimulados inicialmente requeriría que el material divergente fuera degradable y removible.

La utilización de agentes divergentes es una práctica común en las operaciones petroleras, tales como los tratamientos de acidificación matricial.

- Las formaciones no convencionales incluyen aquellas formaciones caracterizadas por la presencia de poros que se encuentran conectados de manera insuficiente para permitir que el petróleo y el gas natural se desplacen naturalmente hacia el pozo a través de las rocas. La explotación rentable de hidrocarburos de dichas formaciones requiere que los operadores perforen pozos horizontales a través del intervalo productivo y ejecuten tratamientos de fracturamiento hidráulico, maximizando de ese modo el acceso a los pozos.
- Daneshy A: "Hydraulic Fracturing of Horizontal Wells: Issues and Insights," artículo SPE 140134, 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.
- Ajayi B, Aso II, Terry IJ Jr, Walker K, Wuthrich K, Caplan J, Gerdson DW, Clark BD, Ganguly U, Li X, Xu Y, Yang H, Liu H, Luo Y y Waters G: "Diseño de tratamientos de estimulación para recursos no convencionales," *Oilfield Review* 25, no. 2 (Diciembre de 2013): 38-51.
- Miller C, Waters G y Rylander E: "Evaluation of Production Log Data from Horizontal Wells Drilled in Organic Shales," artículo SPE 144326, presentado en la Conferencia y Exhibición de Gas No Convencional de América del Norte de la SPE, The Woodlands, Texas, EUA, 12 al 16 de junio de 2011.



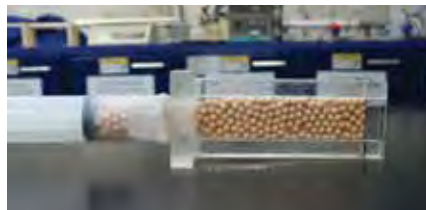
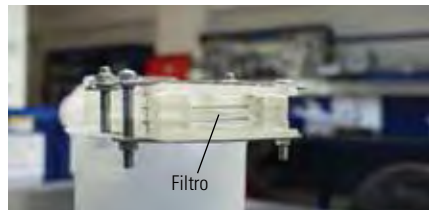
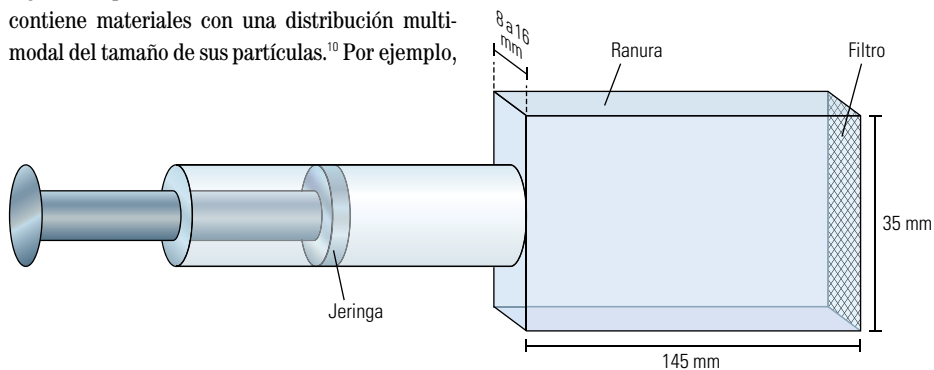
^ Concepto de divergencia de las fracturas. Un fluido compuesto multimodal de partículas degradables (esferas azules) y fibras forma un tapón en una fractura. Idealmente, las partículas grandes no se acumulan en la entrada de los disparos, sino que se alojan rápidamente en la región de la fractura vecina al pozo. A medida que las partículas más pequeñas se congregan en los intersticios de las más grandes, se forma un tapón de baja permeabilidad.

Los agentes taponan los poros más permeables de la matriz de la roca, lo que permite que el ácido se concentre en las áreas menos permeables.⁹ Para los tratamientos de fracturamiento hidráulico, la escala de divergencia es mucho más grande que para la acidificación matricial. El agente divergente debe poder taponar fracturas con anchos oscilantes entre 1 y 6 mm [0,04 y 0,24 pulgadas] en la región vecina al pozo. Además, por razones logísticas, el volumen del fluido que contiene el agente divergente debe minimizarse.

Basados en los conocimientos adquiridos durante el desarrollo de la tecnología de cementación de pozos de petróleo a base de concreto CemCRETE, los ingenieros sabían que es posible lograr un taponamiento eficiente cuando un fluido contiene materiales con una distribución multimodal del tamaño de sus partículas.¹⁰ Por ejemplo,

se puede diseñar un sistema trimodal tal que los tres tamaños de los grupos de partículas difieran entre sí en aproximadamente un orden de magnitud. Cuando se mezclan entre sí, las partículas pequeñas encajan en los intersticios de las partículas de tamaño intermedio y estas últimas encajan en los intersticios de las partículas grandes. Como resultado de este fenómeno, puede formarse fácilmente un tapón de baja permeabilidad en una fractura (arriba).

Mediante la aplicación de este principio de empaque, los investigadores efectuaron pruebas de divergencia en el laboratorio con un dispositivo simple de mesa de trabajo, consistente en una jeringa conectada a una ranura cuyo ancho podía



^ Dispositivo de mesa de trabajo para experimentos destinados a optimizar la distribución granulométrica de los agentes divergentes. El dispositivo consiste en una jeringa de 60 mL [3,7 pulgadas³] (*extremo superior*) conectada a una ranura rectangular cuyo ancho puede ser ajustado entre 8 y 16 mm [0,31 y 0,63 pulgadas]. La ranura es análoga a los túneles dejados por los disparos. Un filtro (*extremo inferior izquierdo*), colocado en el extremo lejano de la ranura, simula la entrada de la fractura. Durante un experimento, una lechada de prueba o fluido compuesto, fluye desde la jeringa hacia el interior de la ranura y luego a través del filtro. El flujo del fluido continúa hasta que el filtro se obtura con partículas (*extremo inferior derecho*). Los técnicos miden el volumen de filtrado que pasó a través del tamiz antes de que se produjera el taponamiento. Son preferibles volúmenes de filtrado escasos. (Adaptado de Kraemer et al, referencia 11.)

ajustarse entre 8 y 16 mm [0,31 y 0,63 pulgadas] (*izquierda, extremo inferior*).¹¹ Las pruebas consistieron en colocar un filtro tamiz en el extremo de la ranura con aperturas que eran unos 0,5 mm [0,02 pulgadas] más pequeñas que el diámetro de las partículas más grandes, pero más grandes que los diámetros de las partículas más pequeñas. De ese modo, la ranura y el filtro simulaban un túnel de disparo y la entrada de una fractura.

Los ingenieros modificaron los tamaños y las concentraciones relativas de las partículas. Las lechadas de las pruebas, denominadas fluidos compuestos, fueron preparadas con una solución de goma de guar en agua. La solución contenía mezclas multimodales de partículas degradables cuyos tamaños oscilaban entre algunos micrones y varios milímetros.

Para una limpieza óptima después de un tratamiento de divergencia, el confinamiento del tapón de polímero degradable a la región vecina al pozo se considera normalmente la mejor estrategia. Por consiguiente, los ingenieros buscaron identificar fluidos compuestos que tuvieran la capacidad para obturar el filtro rápidamente y minimizar el volumen de filtrado que ingresaba en las fracturas. Después de determinar la distribución granulométrica más eficiente, observaron que los fluidos compuestos debían contener fibras degradables para prevenir la segregación de las partículas o la clasificación granulométrica durante el bombeo.

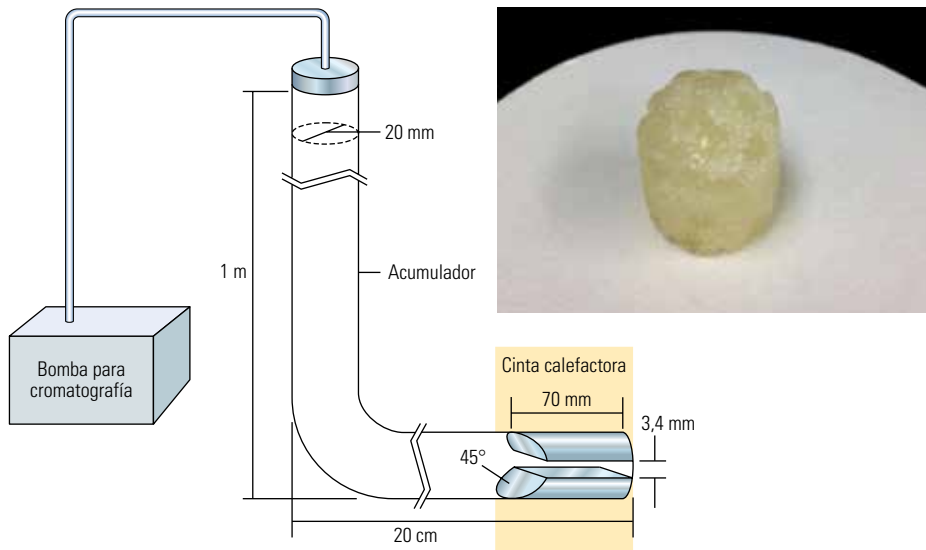
Después de su colocación en una fractura, el material de obturación debe permanecer intacto durante el tiempo que implica la ejecución de una etapa de fracturamiento; unas cuatro horas habitualmente. Para verificar que las composiciones candidatas cumplieran con este requisito, los ingenieros construyeron un dispositivo de obturación que podía simular las condiciones de temperatura y presión de fondo de pozo (*próxima página, arriba*). El dispositivo consistió en un acumulador, una bomba para cromatografía y una

9. Asiri KS, Atwi MA, Jiménez Bueno OJ, Lecerf B, Peña A, Lesko T, Mueller F, Pereira AZI y Tellez Cisneros F: "Estimulación de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados," *Oilfield Review* 25, no. 3 (Marzo de 2014): 4-17.

10. Boissault JM, Guillot D, Bourahla A, Tirlia T, Dahl T, Holmes C, Raiturkar AM, Maroy P, Moffett C, Pérez Mejía G, Ramírez Martínez I, Revil P y Roemer R: "Concrete Developments in Cementing Technology," *Oilfield Review* 11, no. 1 (Primavera de 1999): 16-29.

11. Kraemer C, Lecerf B, Torres J, Gómez H, Usoltsev D, Rutledge J, Donovan D y Philips C: "A Novel Completion Method for Sequestered Fracturing in the Eagle Ford Shale," artículo SPE 169010, presentado en la Conferencia de Recursos No Convencionales de la SPE—EUA, The Woodlands, Texas, 1º al 3 de abril de 2014.

12. Las bombas para cromatografía expulsan fluidos con velocidades exactas y precisas. Usualmente se emplean en los experimentos de cromatografía líquida de alta eficacia.



^ Pruebas de estabilidad de tapones de divergentes. Los ingenieros construyeron un dispositivo en escala de laboratorio (*izquierda*) para determinar si los tapones fabricados con partículas degradables podrían sobrevivir al menos cuatro horas en condiciones de temperatura y presión de fondo de pozo. Una bomba para cromatografía a alta presión expulsa el fluido compuesto desde un acumulador hacia el interior de una ranura de 3,4 mm [0,13 pulgadas] que simula una fractura. Después de formarse un tapón en la ranura, la bomba continúa presurizando el sistema durante cuatro horas con una presión de 8,3 MPa [1 200 lpc]. La ranura se rodea con una cinta calefactora, lo que permite que los experimentos se lleven a cabo a temperaturas de hasta 95°C [203°F]. Durante la mayor parte de las pruebas, pocas partículas salieron de la ranura antes de que se formara un tapón cilíndrico (*derecha*) y el tapón no experimentó extrusión.

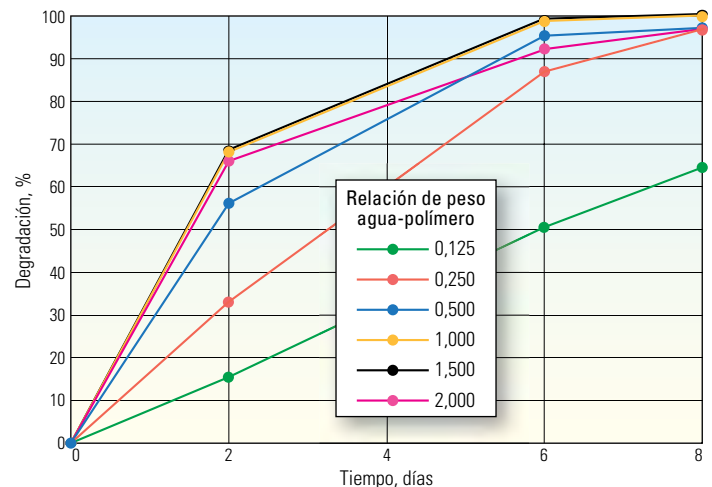
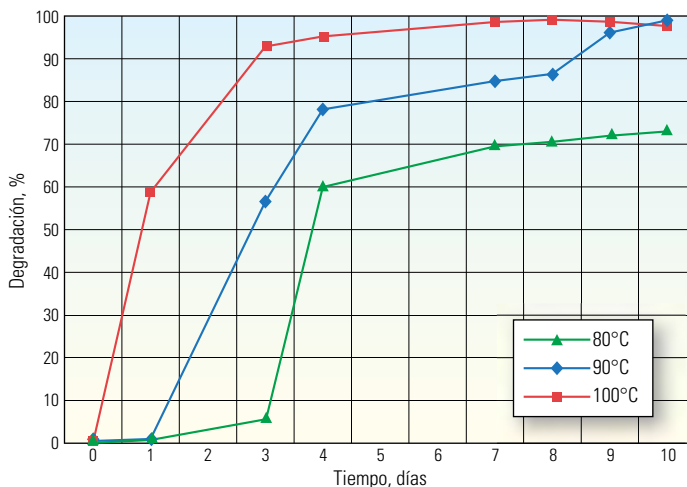
ranura de 3,4 mm [0,13 pulgadas] para simular una fractura.¹² Los técnicos colocaron el fluido compuesto en el acumulador y lo bombearon hacia el interior de la ranura hasta formar un tapón. La bomba continuó presurizando el sistema

durante cuatro horas con una presión de 8,3 MPa [1 200 lpc]. Los ingenieros colocaron una cinta calefactora alrededor de la ranura, lo que posibilitó la ejecución de las pruebas a temperaturas de hasta 95°C [203°F].

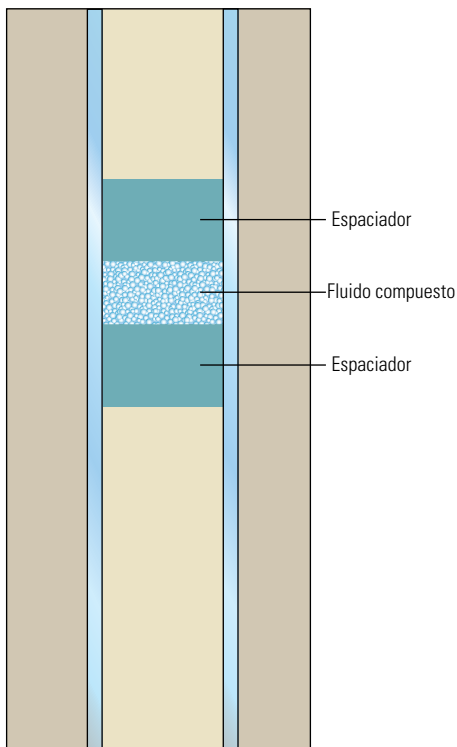
La mayoría de los fluidos compuestos que formaron tapones eficientes durante las pruebas iniciales con la jeringa, también lograron una buena estabilidad de los tapones. Sólo algunas partículas pasaron a través de la ranura antes de la formación del tapón y durante las pruebas los tapones no experimentaron extrusión. Las mediciones obtenidas demostraron que la permeabilidad de los tapones era a menudo demasiado baja para ser medida.

Habiendo establecido que los tapones de fluido compuesto eran suficientemente resistentes para tolerar una etapa de fracturamiento, los ingenieros necesitaban asegurarse de que los mismos se degradarían y despejarían el recorrido para una producción de hidrocarburos sin obstrucciones. Lo que más les preocupaba era la tasa de degradación de las partículas de polímero grandes.

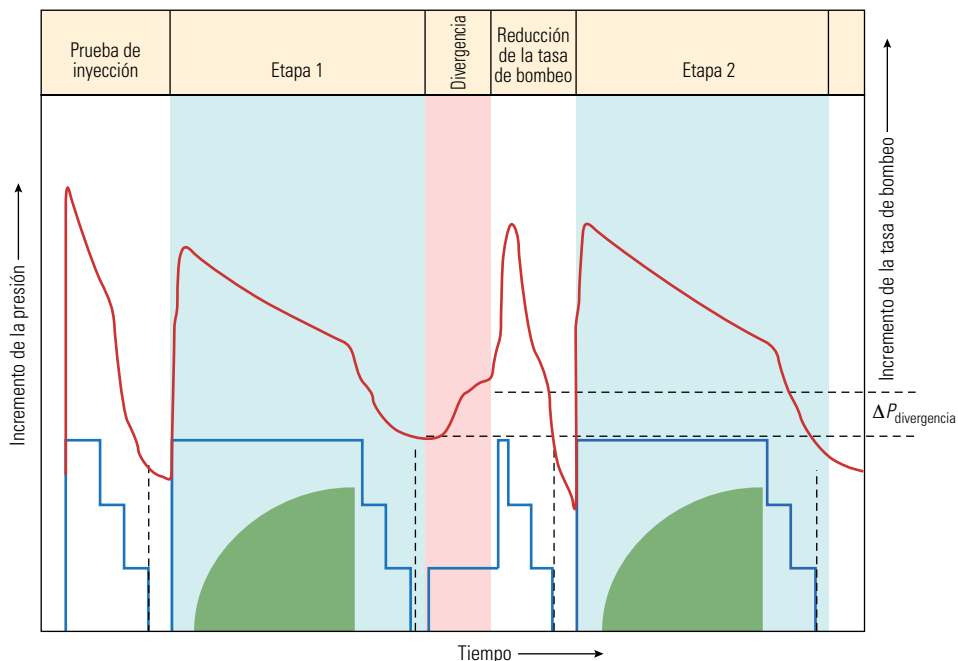
Los investigadores llevaron a cabo pruebas de envejecimiento en las cuales sumergieron las mezclas multimodales de partículas en agua y midieron la degradación del polímero en función del tiempo y la temperatura (*abajo*). La remoción completa del polímero se produjo a los 10 días a temperaturas de más de 90°C [194°F]. Dado que en muchos escenarios de pozos, la disponibilidad de agua puede ser limitada, las pruebas incluyeron además la medición del efecto de la relación agua-polímero en la velocidad de degradación. Con relaciones agua-polímero superiores a 0,125, la remoción completa del polímero se produjo al cabo de 8 días a una temperatura de 90°C [194°F].



^ Pruebas de degradación de agentes divergentes. Los investigadores efectuaron pruebas de envejecimiento en materiales divergentes para evaluar la efectividad de los tratamientos. Los técnicos colocaron cantidades específicas de partículas de polímero multimodal en botellas de 100 mL [3,4 onzas] llenas de agua. A continuación, sellaron las botellas y las introdujeron en hornos a diversas temperaturas. Luego, midieron las cantidades de sólidos que quedaron en las botellas en función del tiempo (*izquierda*). La degradación completa se produjo cuando desapareció el 100% de los sólidos. Después de 10 días, había desaparecido más de un 70% de los sólidos a 80°C [176°F]. Y la degradación completa se había producido en el mismo lapso de tiempo a 90°C [194°F] y 100°C [212°F]. En una segunda serie de pruebas, se investigó el efecto de la disponibilidad limitada de agua en la degradación del polímero (*derecha*). Tal situación es posible en muchos escenarios de perforación, tales como los pozos de gas seco. Los técnicos prepararon las muestras con diversas relaciones agua-polímero, las calentaron a una temperatura de 90°C y midieron el porcentaje de degradación después de 2, 6 y 8 días. Con excepción de la muestra que exhibía una relación de 0,125, la degradación completa se produjo al cabo de 8 días. En este momento, existen tres versiones del agente divergente, aplicables en un rango de temperatura oscilante entre 38°C y 177°C [100°F y 350°F].



^ Píldora de divergente BroadBand Sequence. El fluido compuesto de la píldora de divergente contiene una mezcla multimodal de partículas de polímero degradable (*extremo superior*). Los tamaños de las partículas oscilan entre varios micrones y varios milímetros. La píldora consta de tres partes (*extremo inferior*). El fluido de divergencia que contiene las partículas de polímero es precedido y seguido por un fluido espaciador cargado con fibras degradables. Los espaciadores mantienen el fluido de divergencia intacto a medida que el mismo fluye a través del equipo de superficie y la tubería de revestimiento y previenen su contaminación antes de que entre en contacto con los disparos. Además, la viscosidad del fluido debe ser de al menos 20 mPa.s con una velocidad de corte de 511/s para prevenir la obturación de las partículas en las entradas de los disparos.



^ Cronograma de bombeo BroadBand Sequence. Esta gráfica esquemática presenta la secuencia cronológica y los cambios de la presión de superficie (línea roja) y la velocidad de bombeo (línea azul) para un tratamiento BroadBand Sequence. En primer lugar, los ingenieros efectúan una prueba de inyección para verificar que al menos algunos de los disparos puedan recibir el fluido del pozo. Luego, comienza el tratamiento de fracturamiento inicial, o etapa 1, durante la cual el apuntalante (verde) fluye hacia el interior de las fracturas. A continuación (rosado), los ingenieros bombean en el pozo el fluido compuesto BroadBand Sequence, registran una presión de superficie inicial y monitorean el incremento de la presión a medida que el fluido compuesto fluye hacia el interior del pozo. La presión de superficie comienza a estabilizarse, lo que indica que los disparos tratados durante la etapa 1 han sido taponados. La diferencia entre la presión final y la inicial es el parámetro $\Delta P_{\text{divergencia}}$. Luego comienza una etapa de reducción gradual, durante la cual la velocidad de bombeo se incrementa por poco tiempo para ocasionar la penetración posterior del material divergente en los disparos, dejando limpio el pozo. El segundo tratamiento de fracturamiento, o etapa 2, es similar al primero. La declinación y el incremento de la presión indican que más disparos recibieron el fluido de fracturamiento y que se indujeron nuevas fracturas.

Las pruebas de laboratorio demostraron la factibilidad de utilizar partículas de polímero degradables para la divergencia de los tratamientos de fracturamiento hidráulico. La tarea siguiente era extender la tecnología y demostrar que podía ser aplicada de manera práctica y económica en el campo.

Diseño y suministro del fluido compuesto

El servicio BroadBand Sequence tapona los disparos que fueron tratados con éxito durante la primera operación de fracturamiento. Para lograr este objetivo de manera sistemática, los ingenieros tuvieron que determinar el nivel óptimo de volúmenes de fluido compuesto y concentraciones de material divergente para diversos escenarios de fondo de pozo. La tarea constituyó un verdadero desafío porque no existía forma práctica alguna de reproducir el ambiente de divergencia de fondo de pozo en un ambiente de laboratorio. Los ingenieros determinaron que la comprobación en los pozos era la única forma de proceder.

Los investigadores de Schlumberger presentaron el concepto BroadBand Sequence y los datos de laboratorio a diversos clientes, quienes acordaron permitir la ejecución de experimentos en sus pozos. Los ingenieros de las compañías operadoras consideraron el nivel de riesgo bajo, porque si un pozo se taponaba durante un tratamiento experimental, la obstrucción sería temporal gracias a la degradabilidad del material divergente. Antes de comenzar con las pruebas de campo, los ingenieros necesitaban determinar cómo preparar y suministrar el fluido compuesto utilizando el equipo de campo existente.

Los ingenieros efectuaron pruebas para determinar cómo podría mezclarse un fluido compuesto homogéneo y estable utilizando el equipo existente y verificar que la píldora mantuviera su homogeneidad durante el transporte desde el equipo de mezcla y bombeo hasta el pozo. Los ingenieros validaron una técnica de mezcla por cargas, utilizando las cubetas de las unidades de cementación estándar de Schlumberger. Además, descubrieron que

eran necesarios fluidos espaciadores cargados con fibras, antes y después del fluido compuesto, para mantener la estabilidad de la píldora y prevenir la contaminación. Por este motivo, la píldora de divergente consta de tres partes (página anterior, a la izquierda).

Las partículas de más de 4 mm [0,157 pulgadas] también constituían una preocupación para los miembros del grupo de diseño porque no estaban seguros de que las partículas grandes pudieran pasar a través de las válvulas de la bomba sin ocasionar daños. Los ingenieros determinaron que se necesitaría una bomba de fracturamiento dedicada para todos los tratamientos con el servicio BroadBand Sequence.

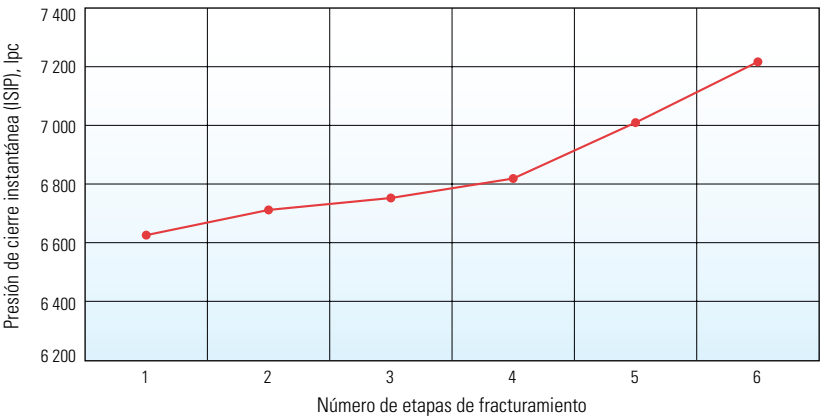
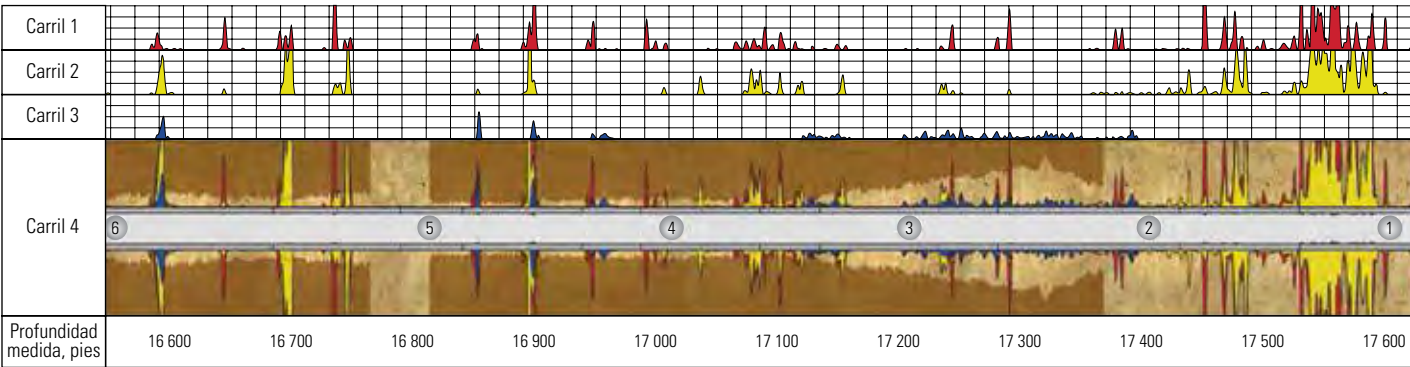
A continuación, los ingenieros montaron los equipos en las localizaciones de pozos del cliente y pusieron en marcha las pruebas de campo. El objetivo principal era establecer las directrices para lograr la divergencia utilizando fluidos compues-

tos que tuvieran máximas concentraciones de material divergente y mínimos volúmenes totales. Las pruebas se basaron en un cronograma de bombeo idealizado (página anterior, a la derecha).

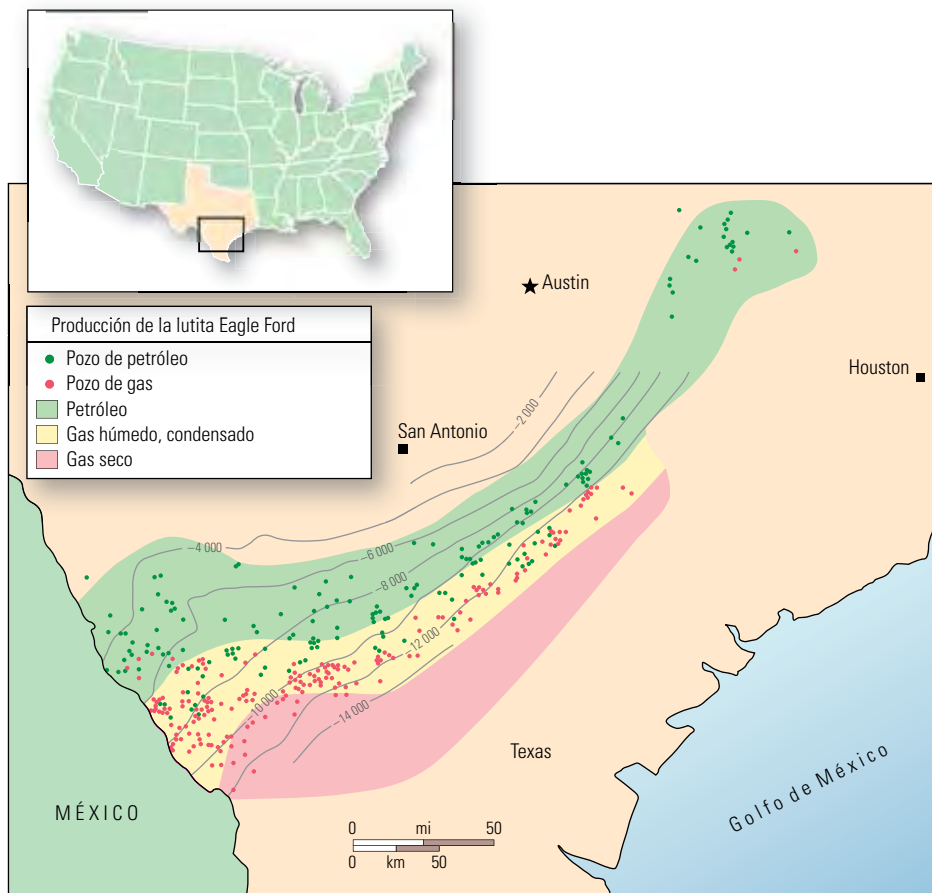
Este escenario requiere que los ingenieros ejecuten una prueba de inyección y luego un primer tratamiento de fracturamiento y el monitoreo de la presión de superficie. Un incremento de presión, seguido por una caída de presión, indica que se ha producido la ruptura de la formación y la iniciación de la fractura. La presión de superficie declina gradualmente durante el emplazamiento del apuntalante. El bombeo se detiene antes del emplazamiento del fluido compuesto BroadBand Sequence y la presión se eleva durante su emplazamiento y comienza a estabilizarse, lo que indica que los disparos estimulados previamente han sido taponados. Luego, se lleva a cabo un segundo tratamiento de fracturamiento, durante el cual se produce otro incremento de

presión, seguido por una caída, lo que indica que se ha producido la iniciación de la fractura en los disparos no estimulados previamente y permite el emplazamiento de más apuntalante. Pueden efectuarse tratamientos de divergencia subsiguientes hasta lograr la estimulación óptima.

Una de las series de tratamientos se llevó a cabo en el sur de Texas, en EUA. Los ingenieros trataron un intervalo disparado con seis etapas de fracturamiento separadas por fluidos compuestos BroadBand Sequence (abajo). Tres registros de trazadores radioactivos adquiridos durante los tratamientos permitieron al personal verificar la divergencia y la creación de nuevas fracturas. Además, el operador registró la presión de cierre instantánea (ISIP) después de cada etapa de fracturamiento. Durante esta serie de tratamientos, el volumen de cada píldora de divergente fue de 3,18 m³ [20 bbl], y la cantidad de material divergente osciló entre 23 y 34 kg [50 y 75 lbm].



^ Prueba de campo BroadBand Sequence. Durante una prueba de campo, los ingenieros bombearon seis tratamientos de fracturamiento en un intervalo disparado. Para analizar los resultados, se generaron registros de trazadores (*extremo superior*). El carril 1 muestra los resultados de un registro de iridio (rojo) después de la primera etapa de fracturamiento y antes del bombeo de la primera píldora BroadBand Sequence. El carril 2 es un registro de escandio (amarillo), adquirido después de la tercera etapa de fracturamiento. Pueden verse evidencias del taponamiento de la fractura a 16 950 pies, profundidad en la cual no había ingresado nada de escandio en la fractura creada previamente. Un tercer registro de trazadores en el que se empleó antimonio (azul), medido al final de la sexta etapa de fracturamiento, se muestra en el carril 3. La cantidad de agente divergente se había incrementado a 75 lbm [34 kg], y el registro muestra evidencias de taponamiento de la fractura a profundidades variables entre 16 650 y 16 750 pies, 17 000 y 17 100 pies y 17 400 y 17 650 pies. Las nuevas fracturas aparecieron entre 17 300 y 17 350 pies. Los ingenieros midieron además la presión de cierre instantánea (ISIP) luego de cada etapa (*extremo inferior*). Después de los tratamientos BroadBand Sequence, la presión ISIP se incrementó, especialmente después de las etapas 5 y 6. El carril 4 presenta otra vista de los datos derivados de los registros de trazadores, superpuestos sobre un registro litológico. El registro litológico, generado a partir de datos derivados de registros de rayos gamma, proporciona información acerca del contenido relativo de arcilla.



^ Lutita Eagle Ford. Esta formación, ubicada en el sur de Texas, en EUA, produce gas y volúmenes relativamente grandes de petróleo y condensado. Y es la fuente del petróleo y el gas que se encuentran en la prolífica creta Austin. Debido a su alto contenido de carbonatos, la lutita Eagle Ford es frágil y resulta adecuada para los tratamientos de fracturamiento. (Adaptado de Kraemer et al, referencia 11.)

Los registros de trazadores indicaron que los fluidos compuestos estaban funcionando según el diseño. La presión ISIP se incrementó de 6 600 lpc a 7 200 lpc [44,5 a 49,6 MPa].

Los ingenieros de Schlumberger formularon directrices para el servicio BroadBand Sequence después de las pruebas de campo. El volumen de fluido compuesto y la concentración del material divergente dependen de la longitud del intervalo tratado y del número de disparos. La fórmula predeterminada asigna 1,4 kg [3 lbm] de material divergente por orificio de disparo y se agrega material suficiente para taponar la mitad de los orificios. A medida que un operador adquiere experiencia en un campo en particular, se pueden efectuar ajustes en la formulación para optimizar los resultados.

Operaciones de estimulación en la lutita Eagle Ford

La lutita Eagle Ford, de edad Cretácico tardío, infrayace gran parte del sur de Texas (arriba) y posee un espesor promedio de 76 m [250 pies] a

profundidades de entre 1 200 y 4 300 m [4 000 y más de 14 000 pies]. Esta formación se convirtió en una extensión productiva activa en el año 2008, después de terminar el primer pozo horizontal utilizando la técnica de taponamiento y disparos. Para el año 2012, la lutita Eagle Ford se había convertido en una de las extensiones productivas más prolíficas del mundo.

Los tratamientos de fracturamiento iniciales se ejecutaban con altas velocidades de bombeo, utilizando fluidos de baja viscosidad a base de agua que contenían reductores de fricción. Las concentraciones de apuntalante eran habitualmente inferiores a 3 laa.¹³ Las prácticas de terminación de muchos pozos se modificaron en el año 2010 con la introducción exitosa de las técnicas de fracturamiento con canales de flujo, tales como el servicio HiWAY, que genera empaques de apuntalante heterogéneos.¹⁴ El método HiWAY incluye además fluidos de fracturamiento cargados con fibras que mejoran el transporte de apuntalante y la cobertura del yacimiento. Dichos fluidos permiten a los

operadores incrementar la viscosidad del fluido y las concentraciones de apuntalante, reduciendo de ese modo el volumen de agua requerido para llevar a cabo un tratamiento.

La mayor parte de los pozos de esta región fue estimulada utilizando terminaciones geométricas. Un estudio reciente reveló que sólo un 64% de los conjuntos de disparos contribuía a la producción total.¹⁵ En un intento para mejorar los resultados, diversos operadores incrementaron la presión diferencial a través de los disparos mediante la reducción del número de conjuntos de disparos por etapa de tratamiento de estimulación. Este enfoque requería un mayor número de intervenciones con herramientas operadas con cable para colocar tapones puente adicionales, además de operaciones de fresado más prolongadas para remover los tapones. No sólo se incrementaron los costos y los tiempos de las operaciones de terminación, sino que además cada intervención incrementó los riesgos operacionales.

En virtud del éxito de la prueba de campo llevada a cabo con el servicio BroadBand Sequence en la lutita Eagle Ford, BHP Billiton Petroleum optó por evaluar el impacto del servicio en la producción.¹⁶ El operador seleccionó tres pozos de un proyecto de tres localizaciones de ocho pozos cada una para el tratamiento de estimulación. La temperatura estática de fondo de pozo era de aproximadamente 150°C [300°F], la profundidad vertical verdadera (TVD) de 3 700 m [12 000 pies] y las longitudes de los tramos laterales variaban entre 1 460 y 1 520 m [4 800 y 5 000 pies].

La estrategia de diseño de las terminaciones para todos los pozos de la localización de múltiples pozos incluyó intervalos de 90 m [300 pies] con seis conjuntos de disparos separados por una distancia de 15 m [50 pies] entre sí. Los volúmenes de fluido de estimulación y apuntalante fueron los mismos en los pozos tratados con el servicio BroadBand Sequence que en los pozos vecinos. Los ingenieros emplearon la técnica de fracturamiento con canales de flujo HiWAY durante todas las etapas, utilizando un fluido de fracturamiento a base de goma guar reticulado con borato.

El operador efectuó tratamientos de estimulación convencionales de una sola etapa en los pozos vecinos, en tanto que el tratamiento BroadBand Sequence consistió en dos eventos de fracturamiento, para cada uno de los cuales se empleó la mitad del volumen de fluido de los tratamientos de pozos vecinos, separados por el fluido divergente compuesto. Las longitudes de los intervalos tratados fueron iguales, lo que permitió una comparación realista. Los ingenieros monitorearon la presión de superficie durante los tratamientos. La velocidad

- Fracturas taponadas con divergente
- Nuevas áreas estimuladas

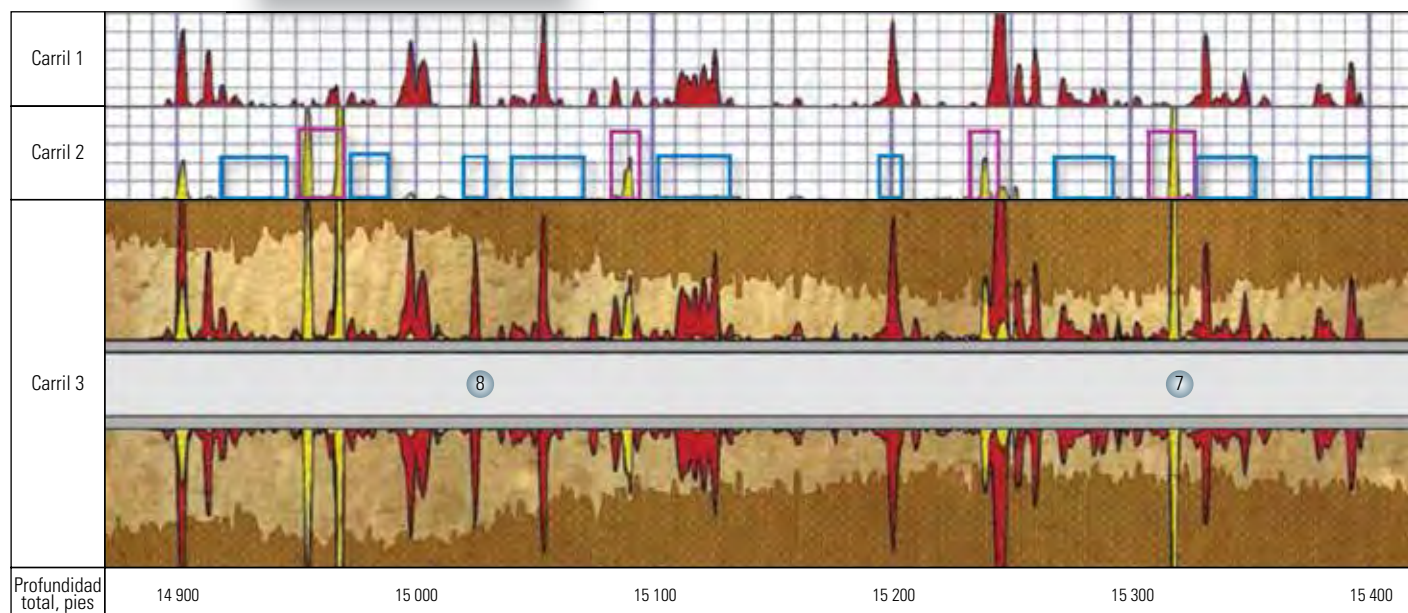


Figura 7. Registros de trazadores a través de una sección de la lutita Eagle Ford estimulada con la técnica BroadBand Sequence. Dos conjuntos de disparos (7 y 8, carril 3) recibieron dos tratamientos de fracturamiento. Durante el primer tratamiento de fracturamiento, el trazador de indio (carril 1, rojo) ingresó en los disparos de ambos conjuntos. Después del fluido compuesto BroadBand Sequence, el trazador de escandio (carril 2, amarillo), bombeado durante el segundo tratamiento de fracturamiento, ingresó en los disparos que habían sido pasados por alto en el primer tratamiento. Las nuevas fracturas creadas durante el segundo tratamiento son indicadas por la presencia del trazador de escandio. El carril 3 presenta los datos derivados de los trazadores, superpuestos sobre un registro litológico. El registro litológico, generado a partir de los datos derivados de los registros de rayos gamma, proporciona el contenido relativo de arcilla.

de bombeo fue de 15 bbl/min [2,4 m³/min] durante el emplazamiento del fluido compuesto. Las presiones de divergencia medidas ($\Delta P_{\text{divergencia}}$) durante cada etapa variaron entre 143 y 3 700 lpc [1,0 y 25,5 MPa].

Los ingenieros adquirieron registros de trazadores para monitorear la divergencia generada con los tratamientos BroadBand Sequence (arriba). Los registros indicaron que el 80% de las etapas experimentaron divergencia en la región vecina al pozo. Además, el operador registró las presiones ISIP antes y después de cada etapa de tratamiento para cada pozo. En comparación con los pozos vecinos que exhibieron un incremento de presión neta promedio de 263 lpc [1,81 MPa], los pozos tratados con la técnica BroadBand Sequence mostraron un incremento de presión de 313 lpc [2,16 MPa].

Luego, los ingenieros de BHP Billiton midieron las tasas de producción de todos los pozos y normalizaron los resultados de acuerdo con la longitud lateral de cada pozo. Al cabo de 140 días, los pozos tratados con el tratamiento BroadBand Sequence demostraron ser 20% más productivos que los pozos vecinos tratados en forma convencional. Por ende, BHP Billiton continuó empleando el servicio BroadBand Sequence en este campo.

Tratamientos de estimulación con fines de remediación en el sur de Texas

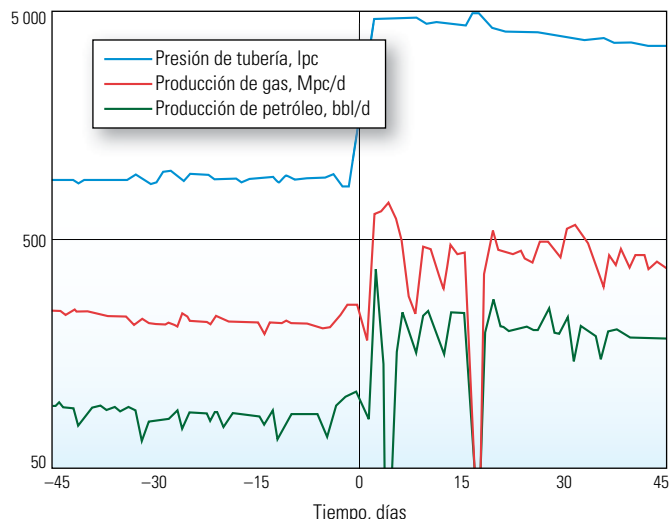
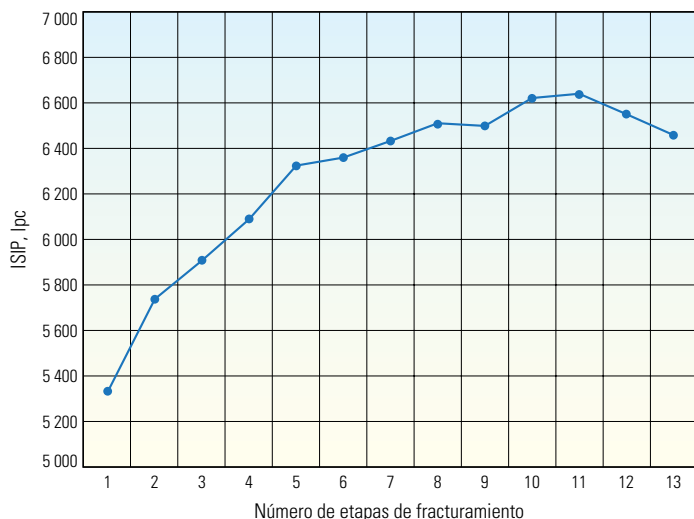
Otro operador de la lutita Eagle Ford ha encarado el refracturamiento de los pozos más antiguos de la región. El objetivo de la compañía es acelerar e incrementar la recuperación de petróleo y gas mediante el restablecimiento de la conductividad en las fracturas hidráulicas antiguas y la estimulación de un nuevo volumen de yacimiento.

Los pozos corresponden a la categoría de alta presión y alta temperatura (HPHT) y exhiben gradientes de fracturamiento variables entre 19,2 y 21,5 kPa/m [0,85 y 0,95 lpc/pie], TVDs oscilantes entre 3 700 y 4 100 m [12 000 y 13 500 pies] y temperaturas de fondo de pozo de entre 150°C y 174°C [300°F y 345°F].

Un desafío clave para estas operaciones de refracturamiento es la estimulación efectiva a lo largo de los tramos laterales, cuyas longitudes oscilan entre 1 200 y 1 800 m [4 000 y 6 000 pies]. Dado que algunos disparos están abiertos, no pueden utilizarse dispositivos mecánicos, tales como los tapones puente y los empacadores mecánicos. El servicio BroadBand Sequence ofrecía potencial como solución debido a su capacidad para establecer el aislamiento temporario de los conjuntos de disparos. El operador decidió evaluar la nueva tecnología.

El pozo candidato, originalmente uno de los mejores productores del campo, había sido estimulado dos años antes. La estrategia de terminación de pozos original consistía en 13 etapas de

13. Las concentraciones de apuntalante se expresan normalmente en libras de apuntalante agregado, abreviado como laa. Una laa se define como una libra de apuntalante agregado por galón de fluido de fracturamiento. No existe ninguna unidad reconocida en el Sistema Internacional de Unidades (SI), equivalente a laa.
14. Gillard M, Medvedev O, Peña A, Medvedev A, Peñaforada 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.
15. Slocombe R, Acock A, Fisher K, Viswanathan A, Chadwick C, Reischman R y Wigger E: "Eagle Ford Completion Optimization Using Horizontal Log Data," artículo SPE 166242, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, 30 de septiembre al 2 de octubre de 2013.
16. Viswanathan A, Watkins H, Reese J, Corman A y Sinosic B: "Sequenced Fracture Treatment Diversion Enhances Horizontal Well Completions in the Eagle Ford Shale," artículo SPE 171660, presentado en la Conferencia de Recursos No Convencionales de la SPE/Sociedad Canadiense de Recursos No Convencionales (CSUR)—Calgary, 30 de septiembre al 2 de octubre de 2014.



^ Resultados de un tratamiento de refracturamiento hidráulico. Después de cada etapa de fracturamiento, los ingenieros midieron la presión ISIP (izquierda). El incremento progresivo de la presión ISIP demostró la capacidad de la tecnología BroadBand Sequence para revigorar un pozo agotado. El operador monitoreó las tasas de producción de petróleo y gas y la presión de la tubería antes y después de los tratamientos de refracturamiento (derecha). Durante los 45 días posteriores al tratamiento, las tasas de producción de petróleo (verde) y gas (rojo) se duplicaron y la presión de la tubería se cuadruplicó (azul).

fracturamiento. Para la operación de refracturamiento, los ingenieros siguieron una estrategia similar de 13 etapas utilizando la técnica de fracturamiento HiWAY. La estrategia consistió en el bombeo de las píldoras compuestas BroadBand Sequence entre cada una de las etapas de fracturamiento para permitir el aislamiento temporal de los conjuntos estimulados previamente.

Las 13 etapas de refracturamiento fueron bombeadas en 36 horas. Las mediciones de la presión

ISIP, captadas al final de cada etapa, mostraron un incremento progresivo hacia valores que son característicos de las rocas del área que no fueron tratadas previamente, lo que indicó que las píldoras de divergente permitieron abrir nuevos trayectos según lo planificado (arriba). Después del refracturamiento, el operador volvió a poner en producción el pozo. Al cabo de 45 días, las tasas de producción de petróleo y gas se duplicaron, en tanto que la presión de la tubería se cuadruplicó.

Los cálculos para el índice de productividad (PI) del pozo, que toman en cuenta tanto las tasas de producción como las caídas de presión para normalizar la producción, indicaron un incremento del PI de más del 600% después de la operación de refracturamiento.¹⁷

Fracturamiento secuencial en México

En el año 2010, comenzó la exploración de yacimientos de lutitas ricas en contenido de gas y petróleo en el noreste de México. La formación Pimienta de la cuenca de Burgos corresponde a una fangolita heterogénea que contiene capas delgadas de lutitas (izquierda). Durante la fase de desarrollo inicial, Petróleos Mexicanos (PEMEX) perforó 19 pozos horizontales y empleó el método de taponamiento y disparos para su terminación. Los pozos fueron entubados y cementados desde la punta hasta el talón en 12-16 intervalos con espaciamentos geométricos de 100 m. Lamentablemente, estos pozos experimentaron una tendencia indeseada de incremento de los costos de terminación que, combinada con las tasas de producción más bajas que las esperadas en ciertos casos, amenazaron los planes de desarrollo futuros.¹⁸



^ Cuenca de Burgos en el noreste de México. La formación Pimienta de la cuenca de Burgos es de origen Jurásico y corresponde a una fangolita rica en contenido orgánico, litológicamente heterogénea, que incluye lutitas finamente estratificadas de color gris oscuro a negro.

17. El índice de productividad (PI) es una forma matemática de formular la capacidad de un yacimiento para suministrar fluidos al pozo. El PI se expresa generalmente como el volumen producido por unidad de caída o abatimiento de presión (por ejemplo, bbl/d/lpc).

18. Valenzuela A, Parra PA, Gigena LD, Weimann MI, Villareal R, Acosta NL y Potapova E: "Novel Dynamic Diversion Applied in Stimulation of Shale Plays in North Mexico," artículo SPE 170902, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Ámsterdam, 27 al 29 de octubre de 2014.

19. Ajayi et al, referencia 7.

El programa BroadBand Sequence inicial incluyó tres pozos. Los ingenieros efectuaron la caracterización de yacimientos utilizando el software asesor de diseño de tratamientos de estimulación Mangrove.¹⁹ Este software considera dos parámetros y determina las localizaciones óptimas de las etapas y los conjuntos de disparos. La calidad del yacimiento (RQ) es una predicción de la propensión de las rocas para aportar hidrocarburos; los criterios relevantes incluyen el contenido orgánico, la porosidad efectiva, la permeabilidad intrínseca, las saturaciones de los fluidos y los hidrocarburos en sitio. La calidad de la terminación (CQ) es una predicción de la efectividad con la que se pueden estimular las rocas con tratamientos de fracturamiento hidráulico y es influenciada por la mineralogía, las propiedades mecánicas, el esfuerzo local y la presencia de fracturas naturales.

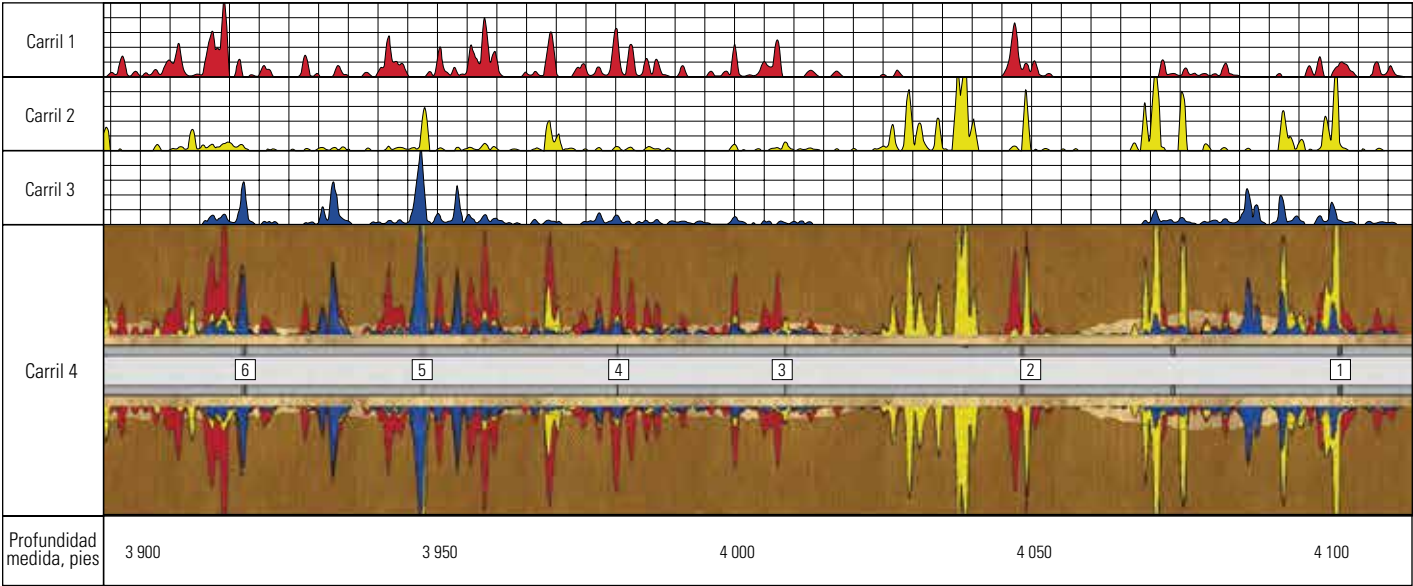
Los ingenieros utilizaron el software asesor de terminaciones Mangrove para crear un diseño de terminación optimizada técnicamente que confinó los conjuntos de disparos a las regiones con buena calidad de yacimiento y de terminación. Como resultado, el operador pudo extender los intervalos de estimulación promedio de un pozo de 100 m a 228 m [748 pies] (derecha), lo que redujo el número de taponos puente e intervenciones con herramientas operadas con cable en un 45%, respecto de los necesarios para la técnica convencional de diseño de las terminaciones.

	Pozo A	Pozo B	Pozo C
TVD del intervalo disparado, m [pies]	2 740 [8 990]	2 270 a 2 300 [7 448 a 7 546]	2 414 a 2 462 [7 920 a 8 077]
Longitud de la sección horizontal, m [pies]	1 565 [5 134]	1 600 [5 249]	1 500 [4 921]
Temperatura estática de fondo de pozo, °C [°F]	122 [252]	102 [216]	100 [212]
Número de etapas	16	13	15
Número de conjuntos de disparos por etapa	3	3	7
Disparos totales	48	39	46
Número de intervalos tratados con la técnica Broadband Sequence	9	7	9
Longitud del intervalo promedio, m [pies]	174 [571]	228 [748]	167 [548]

^ Datos de pozos de la formación Pimienta. Mediante la utilización del software asesor de terminaciones Mangrove, los ingenieros de Schlumberger diseñaron terminaciones optimizadas técnicamente para tres pozos. Los conjuntos de disparos se espaciaron alrededor de las regiones de máxima calidad de terminación y de yacimiento. El diseño permitió el tratamiento de más de un conjunto durante cada etapa de fracturamiento. Como resultado, la longitud del intervalo promedio tratado pudo ser extendida de 100 m, en los pozos previos, hasta 228 m [748 pies], lo que generó una reducción significativa de los costos de terminación.

PEMEX optó por estimular los tres pozos nuevos utilizando el servicio BroadBand Sequence. El operador obtuvo registros de trazadores para verificar la estimulación de todos los disparos (abajo). La evaluación confirmó que el 95% de los

conjuntos de disparos había recibido el apuntalante. El modelado de la producción acumulada de un año con un simulador numérico de yacimientos mostró que uno de los pozos estimulados con el servicio BroadBand Sequence resultaría



^ Registros de trazadores de una terminación optimizada técnicamente de un pozo de la lutita Pimienta. Los registros muestran una sección del pozo B, que recibió tres tratamientos de fracturamiento. El trazador de iridio (carril 1, rojo), bombeado durante el primer tratamiento de fracturamiento, ingresó en los conjuntos de disparos 2, 3, 4, 5 y 6. Durante el tratamiento siguiente con fluido compuesto BroadBand Sequence, se incluyó un trazador de escandio (carril 2, amarillo) en el fluido de fracturamiento, que ingresó en los conjuntos de disparos 1, 2 y 5. Durante el tratamiento final con fluido compuesto, el trazador de antimonio (carril 3, azul) ingresó en los conjuntos de disparos 5 y 6. Los datos derivados de los trazadores se superponen sobre un registro litológico (carril 4) con fines comparativos.

un 8% más productivo que si hubiera sido terminado en forma convencional. Además, el tiempo de estimulación por pozo fue un 65% más corto que el de las terminaciones convencionales, lo que generó ahorros significativos. Sobre la base de estos resultados, los ingenieros de PEMEX continuaron aplicando el empleo combinado del servicio BroadBand Sequence con el asesor de terminaciones Mangrove en la primera fase de desarrollo del campo.

Terminación en agujero descubierto en Dakota del Norte

Un operador está a cargo de aproximadamente 1 340 km² [330 000 acres] de la lutita Bakken de Dakota del Norte en EUA (abajo). Esta extensión productiva se reveló en los últimos años como una de las fuentes más importantes de petróleo de EUA.

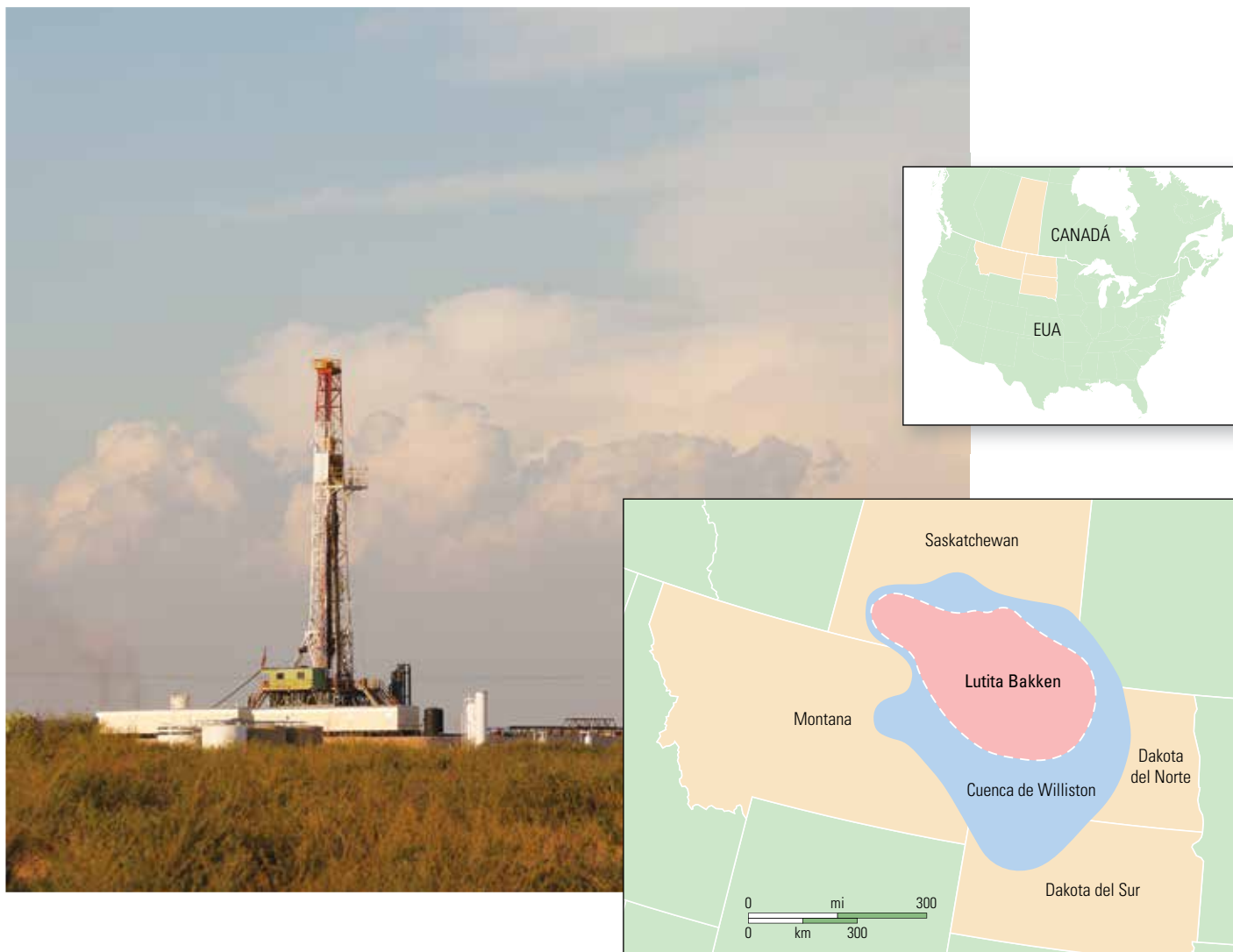
Los pozos nuevos son terminados hasta profundidades medidas totales (TD) superiores a 6 400 m [21 000 pies], con TVDs oscilantes entre 3 000 y 3 400 m [9 800 y 11 200 pies]. Los gradientes de fracturamiento varían entre 0,85 y 0,95 lpc/pie [0,020 y 0,022 MPa/m] y las temperaturas de fondo pozo oscilan entre 104°C y 121°C [220°F y 250°F]. Las terminaciones horizontales habituales utilizan tubería de revestimiento no cementada.

En un pozo, el operador experimentó dificultades con la entubación. La TD planificada era de 6 460 m [21 200 pies], pero el extremo de la tubería de revestimiento se atascó a una profundidad de 6 280 m [20 610 pies]. Después de varios intentos infructuosos para desplazar la tubería de revestimiento más hacia el fondo del pozo, el operador decidió investigar opciones de estimulación alternativas. Inicialmente, consideró la posibilidad de dejar la punta sin estimular o bombear un

tratamiento de estimulación convencional que podría tener un éxito limitado. Los ingenieros de Schlumberger propusieron abordar el problema mediante la aplicación del servicio BroadBand Sequence al intervalo de agujero descubierto.

Los ingenieros bajaron un empacador inflable hasta una profundidad de 6 187 m [20 299 pies], dejando un intervalo de 275 m [901 pies] abierto en la punta. El tratamiento para el intervalo de agujero descubierto consistió en 11 etapas de fracturamiento separadas por 10 píldoras compuestas BroadBand Sequence. Las operaciones concluyeron en 14 horas sin la utilización de tapones puente ni empacadores inflables.

El emplazamiento de cada píldora compuesta fue seguido por un período de cierre, lo que permitió al operador monitorear los cambios del gradiente de fracturamiento. Las mediciones de la presión ISIP captadas al final de cada etapa muestra-



^ Lutita Bakken. En el año 2013, la lutita Bakken produjo más del 10% de toda la producción de petróleo de EUA, excediendo un millón de bbl/d [159 000 m³/d]. El Servicio Geológico de EUA estimó que el volumen total de petróleo de la lutita Bakken oscila entre 271 000 millones y 503 000 millones de bbl [43 000 millones y 80 000 millones de m³].

ron incrementos de presión progresivos (derecha). Después de tratar el intervalo de agujero descubierto, los ingenieros colocaron un tapón puente en el extremo de la tubería de revestimiento y luego terminaron el resto del pozo utilizando la técnica de taponamiento y disparos.

Después que el pozo comenzó a producir, los ingenieros determinaron que la larga porción de agujero descubierto del pozo tratada con la tecnología BroadBand Sequence era más productiva que la porción tratada en forma convencional.

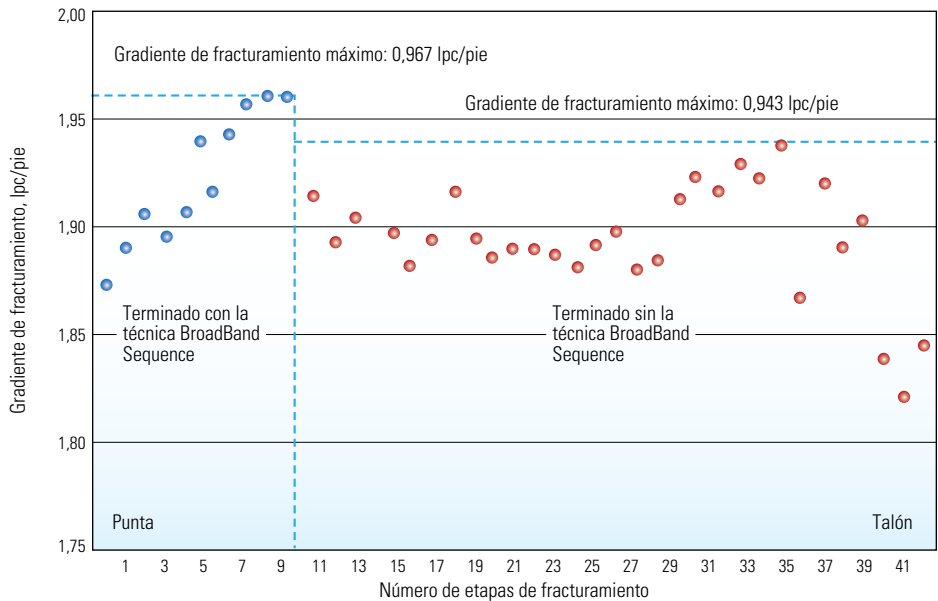
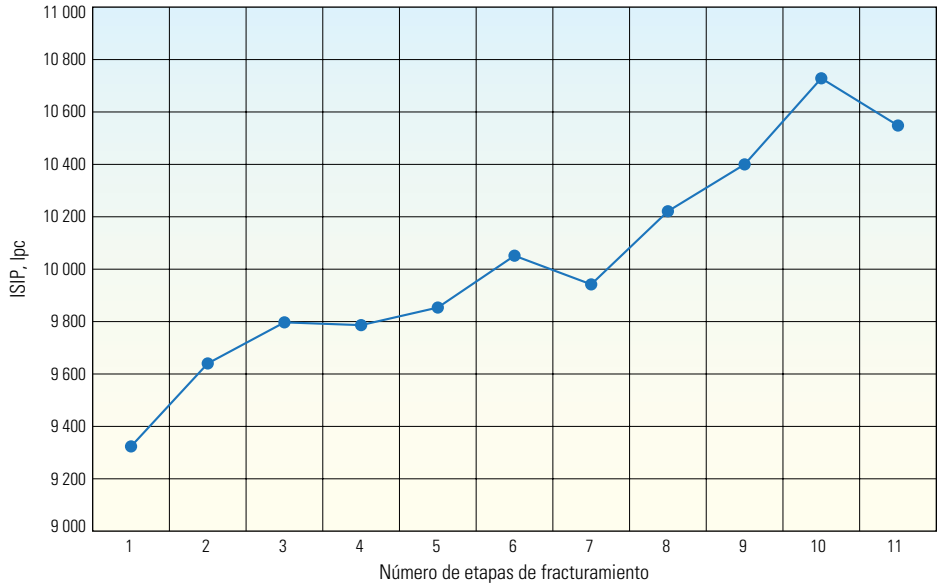
Expansión del alcance de la divergencia dinámica

Más de 1 500 tratamientos BroadBand Sequence han sido ejecutados en EUA, México y Argentina. Y a medida que los ingenieros adquieren experiencia con la técnica, la refinan para mejorar el servicio.

El servicio BroadBand Sequence es compatible tanto con fluidos de fracturamiento convencionales como con fluidos cargados con fibras. Sin embargo, la experiencia de campo indica que el empleo de fluidos cargados con fibras permite obtener resultados superiores porque dichos fluidos proporcionan capacidades mejoradas de transporte de apuntalantes y una óptima cobertura del yacimiento y productividad de los pozos. En consecuencia, la mayoría de los tratamientos BroadBand Sequence actuales emplean la técnica de fracturamiento HiWAY.

Las técnicas de divergencia dinámica continúan evolucionando. Recientemente, Schlumberger introdujo un servicio de tratamientos de estimulación para formaciones no convencionales que no incluye operaciones de disparos. El servicio de terminaciones integradas BroadBand Precision consiste en la colocación de tuberías de revestimiento provistas de camisas de deslizamiento a lo largo de los intervalos a tratar. Después de cementar la tubería de revestimiento en su lugar, las camisas se abren para proporcionar acceso a la formación. Durante los tratamientos de estimulación, los ingenieros bombean fluidos compuestos entre las etapas de fracturamiento. Esta técnica elimina las intervenciones con herramientas operadas con cable, la colocación de tapones puente y las operaciones de fresado, lo que se traduce en ahorros significativos de tiempo de equipo de perforación y costos de terminación.

Los tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico han revolucionado las extensiones productivas en yacimientos no convencionales y han modificado la dinámica de la industria del petróleo y el gas, especialmente en América del Norte. No obstante, las prácticas de estimulación



Resultados de un tratamiento de estimulación en agujero descubierto con la técnica BroadBand Sequence. Después de cada etapa de fracturamiento, los ingenieros midieron la presión ISIP (*extremo superior*). El incremento progresivo de la presión ISIP demostró la capacidad de la tecnología BroadBand Sequence para estimular las zonas de agujero descubierto que hubieran quedado sin tratar con las técnicas de fracturamiento convencionales. Después que el pozo comenzó a producir, el operador midió los gradientes de fracturamiento a lo largo del mismo (*extremo inferior*). La porción terminada en agujero descubierto alcanzó un gradiente de fracturamiento máximo más alto (puntos azules) que el de las etapas terminadas en forma convencional (puntos rojos).

continúan evolucionando conforme las compañías de servicios y los operadores procuran obtener técnicas más efectivas y más eficientes para acceder a los recursos difíciles de explotar. Las innovaciones tales como los tratamientos BroadBand Sequence prometen mejorar los desarrollos en los yacimientos no convencionales que exhiben un

rendimiento deficiente o terminaciones inefectivas. Los operadores que desplieguen estos sistemas en los recursos nuevos podrán detectar que los pozos y los campos marginales son económicamente viables desde el principio, descubriendo los hidrocarburos que el mundo necesita y proporcionando energía segura para el futuro. —EBN