

# Monitoreo y divergencia de los tratamientos de fracturamiento hidráulico

**Donald N. Burch**  
*Aspect Abundant Shale, LP*  
*Denver, Colorado, EUA*

**John Daniels**  
**Matt Gillard**  
**William Underhill**  
*Sugar Land, Texas, EUA*

**Victor Ariel Exler**  
*Poza Rica, Veracruz, México*

**Luciano Favoretti**  
*Pluspetrol*  
*Neuquén, Argentina*

**Joël Le Calvez**  
*Dallas, Texas*

**Bruno Lecerf**  
**Dmitry Potapenko**  
*Novosibirsk, Rusia*

**Leonardo Maschio**  
**Jorge Adrián Morales**  
*Pluspetrol*  
*Buenos Aires, Argentina*

**Michael Samuelson**  
*Oklahoma City, Oklahoma, EUA*

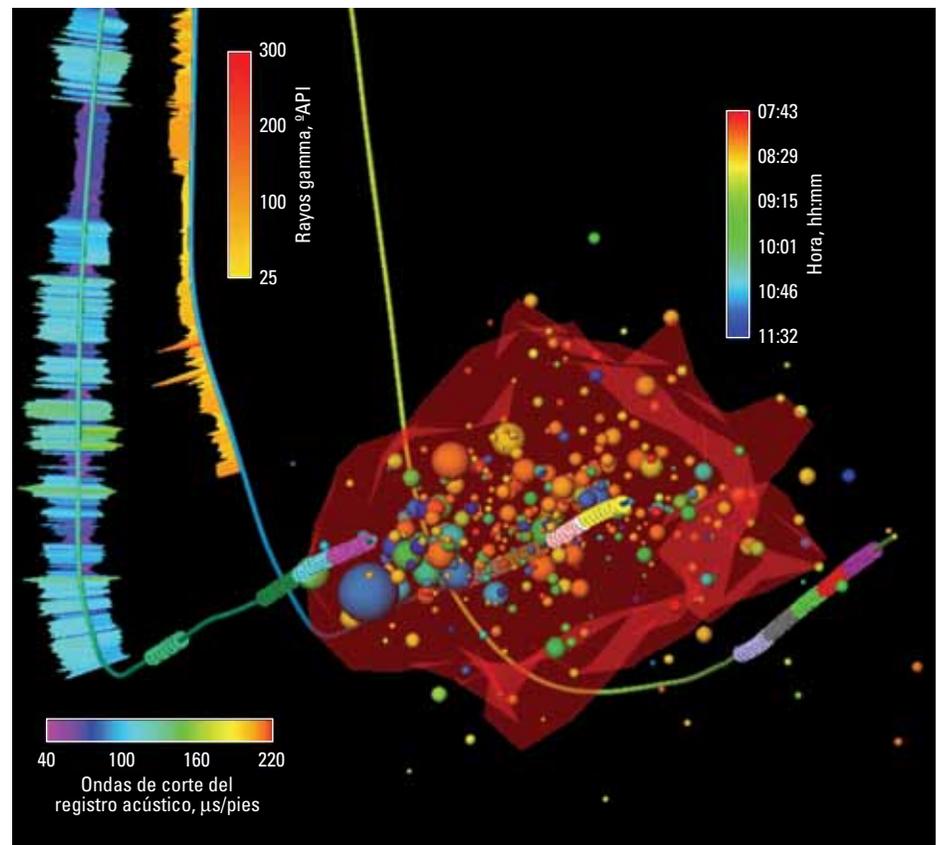
**Mauro Ivan Weimann**  
*Buenos Aires, Argentina*

Durante su propagación, una fractura hidráulica genera ruido acústico. Una red de receptores sensibles correctamente posicionados, detecta estos eventos microsísmicos y en consecuencia localiza una fracción de la fractura. Utilizando nuevos algoritmos y procedimientos, el software de análisis logra todo esto en medio minuto. Por consiguiente, las compañías operadoras pueden modificar las operaciones de fracturamiento hidráulico en forma remota y obtener respuesta inmediata sobre el efecto del cambio.

Traducción del artículo publicado en inglés en *Oilfield Review* Otoño de 2009: 21, no. 3. Copyright © 2009 Schlumberger.

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Nellyana Charmelo Silva, Buenos Aires; Mario Galaguzza, Río de Janeiro; Rick Klem y John Lassek, Sugar Land; Shawn Maxwell, Calgary, Alberta, Canadá; y Ed Ratchford, Servicio Geológico de Arkansas, Little Rock, Arkansas, EUA.

ECLIPSE, FracCADE, InterACT, NetMod, Ocean, Petrel, StimMAP, StimMORE y VSI son marcas de Schlumberger.

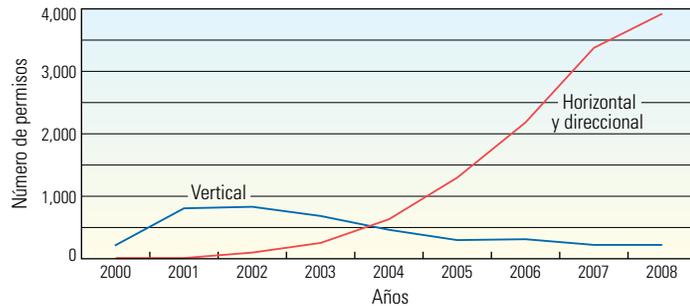


Durante las operaciones de fracturamiento hidráulico, los operadores no pueden visualizar hacia dónde se dirigen las fracturas; sin embargo, si prestan atención, pueden oír cómo se propagan. A medida que el fluido de fracturamiento penetra las formaciones sepultadas a gran profundidad, la Tierra cruje generando una sinfonía percusiva cuyos movimientos siguen el trayecto de la fractura. Las nuevas tecnologías permiten identificar rápidamente las posiciones de estos eventos sísmicos minúsculos y, a través del empleo de agentes divergentes, es posible dirigir la fractura para que penetre las áreas preferidas.

La capacidad para localizar una zona de fracturas e incidir en su desarrollo posee una enorme importancia económica, particularmente en los *plays* de gas no convencionales, tales como las lutitas y las areniscas gasíferas compactas. Existen grandes volúmenes de reservas de gas no convencional atrapados en formaciones que exhiben niveles extremadamente bajos de permeabilidad y que por lo general no producen con adecuada rentabilidad sin tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico. La mayor parte de la actividad de fracturamiento de las lutitas gasíferas se ha centrado en la Formación Barnett Shale del norte de Texas, en EUA, pero otras formaciones de EUA han sido explotadas de un modo similar, incluidas las formaciones Fayetteville, Haynesville y, recientemente, la Formación Marcellus Shales. La aplicación de esta técnica también se está expandiendo a otros países.

Para el monitoreo de los tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico se han aplicado numerosos métodos, incluyendo la utilización del análisis de curvas de presión, los registros de temperatura y producción, los trazadores radioactivos, las imágenes de la pared del pozo, los videos de fondo de pozo, el mapeo con inclinómetro y el monitoreo acústico; también denominado microsísmico.<sup>1</sup> Por otro lado, las pruebas de pozos y el análisis de curvas de producción aportan indicaciones indirectas de las características de la fractura. La mayor parte de estos métodos son aplicados o analizados después de concluida la operación de estimulación. No obstante, el método de monitoreo microsísmico (MSM) proporciona una visión en vivo del desarrollo de la fractura de manera que las compañías operadoras pueden evaluarla proactivamente y modificar el resultado, como se requiera.

Los microsismos son eventos acústicos generados por un movimiento mínimo de las rocas. Estos eventos pueden generarse tanto durante las operaciones de fracturamiento hidráulico como en otras actividades operativas, tales como la producción de fluidos, los procesos de inyección de



^ Permisos de perforación presentados ante la Comisión de Ferrocarriles de Texas en el *play* Barnett Shale. El número de permisos relacionados con los pozos verticales alcanzó su máximo en el año 2002, mientras que los permisos para los pozos horizontales y direccionales continuaron creciendo durante el año 2008.

agua, gas o vapor, o la compactación de las formaciones. Se trata básicamente de microterremotos. Los microsismos detectados durante una operación de fracturamiento poseen una magnitud,  $M_w$ , oscila entre  $-1$  y  $-3$ .<sup>2</sup>

El monitoreo MSM implementado actualmente en campos de gas no convencionales se desarrolló mediante tareas de investigación financiadas por el Departamento de Energía de EUA, primero en el Laboratorio Nacional Los Álamos y posteriormente en los Laboratorios Nacionales Sandia, ambos en Nuevo México, EUA.<sup>3</sup> La actividad de monitoreo acústico que se lleva a cabo en los campos de gas no convencionales comenzó a incrementarse significativamente a fines de la década de 1990. Como un subproducto de la necesidad de ser sometido a tratamientos de estimulación por fracturamiento, el Campo Barnett Shale también ha sido un banco de pruebas para estas operaciones microsísmicas.

La perforación de pozos verticales en el Campo Barnett Shale alcanzó su punto máximo en el año 2002, y desde entonces el número de pozos horizontales y direccionales se incrementó significativamente (arriba).<sup>4</sup> Muchos de los pozos verticales puestos en producción primero, entre cinco y siete años atrás, están siendo refracturados como consecuencia de la declinación de su producción.<sup>5</sup> Algunos operadores utilizaron el

método MSM cuando los pozos fueron estimulados por primera vez, y esos resultados están siendo complementados con los nuevos mapas microsísmicos obtenidos durante las operaciones de refracturamiento. Los procesos de mapeo adicionales ayudan a los operadores a determinar la eficacia de los tratamientos de refracturamiento, particularmente si se procesan con los nuevos métodos del servicio de diagnóstico StimMAP Live. Con esta metodología, la información está disponible al medio minuto de ocurrido el evento, lo cual permite a los operadores ajustar la operación para maximizar el contacto con la formación y evitar el fracturamiento fuera de zona o en una zona de riesgo geológico.

La práctica cada vez más común de perforar pozos horizontales ha dado origen a técnicas adicionales diseñadas específicamente para esos pozos. Los tratamientos de fracturamiento en los pozos horizontales se llevan a cabo habitualmente en etapas. Una porción del pozo se dispara y estimula hidráulicamente, luego esa sección se sella y se dispara y estimula otra. El método MSM con el proceso de mapeo en tiempo real ayuda a los operadores a determinar si cada sección del pozo ha sido estimulada correctamente antes de pasar a la etapa siguiente. Esta retroalimentación rápida se vuelve aún más poderosa si se combina con una forma de intervenir y dirigir, o

1. Para obtener más información sobre los tratamientos de fracturamiento hidráulico y ver una introducción al monitoreo de los tratamientos de fracturamiento hidráulico, consulte: Bennett L, Le Calvez J, Sarver DR, Tanner K, Birk WS, Waters G, Drew J, Michaud G, Primiero P, Eisner L, Jones R, Leslie D, Williams MJ, Govenlock J, Klem RC y Tezuka K: "La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas," *Oilfield Review* 17, no. 4 (Primavera de 2006): 46-61.

2. La escala de magnitud de momento es una medida de la intensidad de un terremoto, similar a la más conocida escala de Richter.

3. Departamento de Energía de EUA: "Microseismic Monitoring: Revealing What Is Going on Deep Underground," [http://www.energy.gov/discovery/microseismic\\_monitoring.html](http://www.energy.gov/discovery/microseismic_monitoring.html) (Se accedió el 3 de agosto de 2009).

Para ver un ejemplo de los resultados de una prueba inicial, consulte: Power DV, Schuster CL, Hay R y Twombly J: "Detection of Hydraulic Fracture Orientation and Dimensions in Cased Wells," *Journal of Petroleum Technology* 28, no. 9 (Septiembre de 1976): 1116-1124; presentado también como artículo SPE 5626.

4. Se pueden obtener estadísticas sobre permisos relacionados con el Campo Barnett Shale y otros campos de Texas accediendo a la Comisión de Ferrocarriles de Texas a través de [www.rrc.state.tx.us](http://www.rrc.state.tx.us) (Se accedió el 31 de julio de 2009).

5. Para obtener más información sobre operaciones de refracturamiento, consulte: Dozier G, Elbel J, Fielder E, Hoover R, Lemp S, Reeves S, Siebrits E, Wisler D y Wolhart S: "Operaciones de refracturamiento hidráulico," *Oilfield Review* 15, no. 3 (Invierno de 2003/2004): 42-59.

redirigir, el proceso de fracturamiento. La tecnología StimMORE emplea un agente divergente para redirigir la fractura; el servicio de monitoreo continuo StimMAP Live indica el cambio resultante en la propagación de la fractura.

Este artículo describe los servicios de monitoreo y divergencia en forma casi instantánea para las operaciones desarrolladas en formaciones de gas no convencionales. Comprende un análisis de las evaluaciones del agente divergente, realizadas en el laboratorio, tendientes a guiar su empleo en el campo. Algunos estudios de casos demuestran el proceso de monitoreo activo de los tratamientos de fracturamiento hidráulico llevados a cabo en un yacimiento de gas en areniscas compactas de Argentina y en una lutita de Arkansas, EUA, e ilustran la utilización de la tecnología de divergencia para controlar el fracturamiento de pozos horizontales en Texas.

### Evaluación del potencial del monitoreo microsísmico

Monitorear el crecimiento de una fractura a través de la detección de las emisiones acústicas es útil para diagnosticar el éxito de un tratamiento pero posee limitaciones. Actualmente, no es posible monitorear el crecimiento de una fractura desde el pozo de tratamiento debido al ambiente de ruido del pozo, por lo que los sensores de monitoreo se colocan en los pozos cercanos.<sup>5</sup> Y, dado que la señal acústica se atenúa a medida que atraviesa una formación, el pozo de tratamiento y el pozo de monitoreo deben tener una cierta proximidad, la cual es una función de las características de la formación y de las limitaciones del equipo. La probabilidad de éxito puede determinarse a través del modelado previo a la operación.

Existen dos consideraciones clave para el diseño y la evaluación del levantamiento. Una es la probabilidad de que un evento sísmico tenga magnitud suficiente para su detección, lo cual se denomina potencial sismogénico. Se relaciona con el ambiente y la fuente de la señal, los cuales son determinados por las propiedades de la formación y la fractura, y en las que pueden incidir marginalmente las presiones y las tasas de bombeo del tratamiento de fracturamiento. La segunda consideración es la adecuación de la geometría o la red de sensores, dados los parámetros elásticos que afectan la propagación de la señal. Esta consideración queda definida por las capacidades de detección, las cuales pueden diseñarse y controlarse con mayor certeza que el potencial sismogénico.

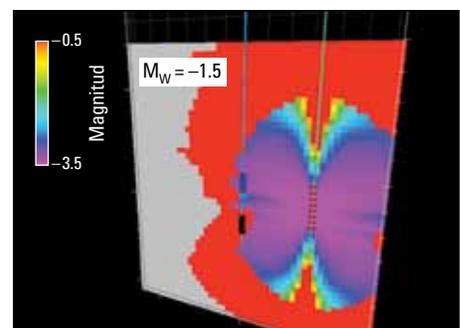
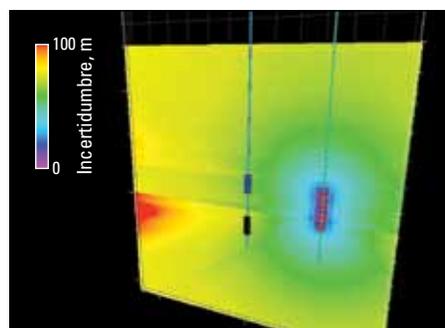
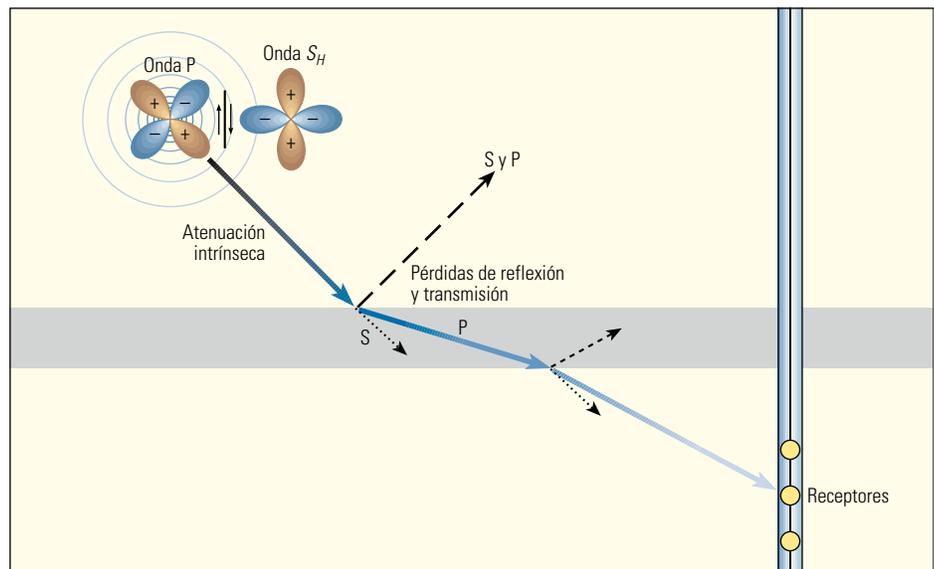
Para evaluar el diseño del levantamiento se construye un modelo de velocidad que utiliza el programa de simulación NetMod, un módulo conec-

tor (*plug-in*) de Ocean para el software Petrel (véase "Sistemas ricos en características y abiertos por diseño," *página 48*). El modelo de velocidad del subsuelo puede construirse utilizando las velocidades compresionales y de corte derivadas de registros acústicos de pozos.

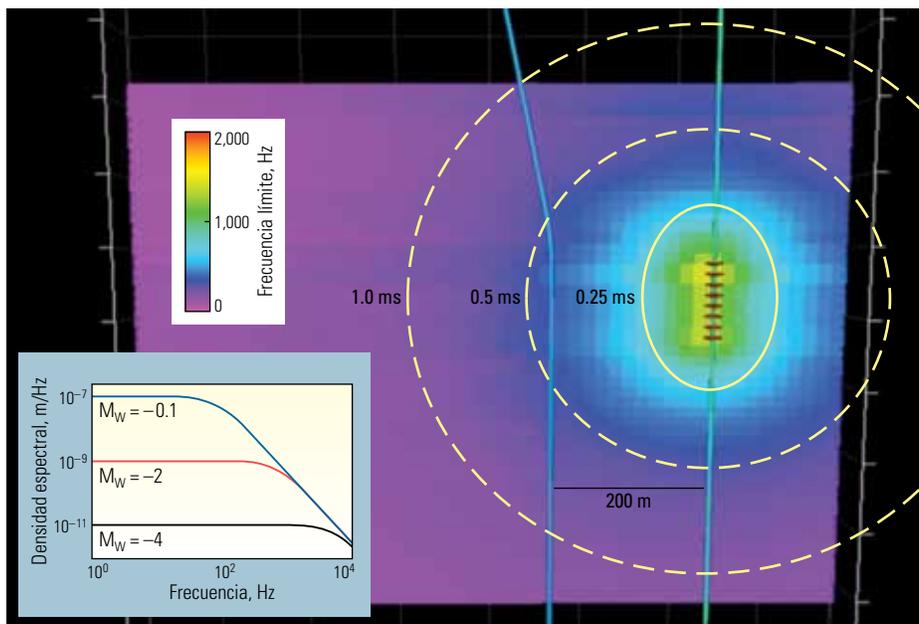
El modelo proporciona una predicción cuantitativa del desempeño de la red de sensores, incluyendo la detectabilidad de los eventos en la zona de fracturas propuesta y el nivel de incertidumbre asociado con el proceso de inversión para determinar sus posiciones. Con el fin de maximizar la capacidad de detección y minimizar la incertidumbre asociada con la localización del evento, se pueden evaluar varias localizaciones de redes. El modelo se utiliza subsiguientemente,

durante la operación de fracturamiento para ayudar a interpretar los eventos.

Las señales microsísmicas provenientes del movimiento de las fracturas o las fallas no se irradian uniformemente en todas las direcciones. Los componentes compresionales y de corte poseen diferentes dependencias direccionales, y cada señal puede ser intensa en algunas direcciones y casi inexistente en otras. Este tipo de transmisión depende del movimiento específico que generó la señal. Si el movimiento y su dirección se conocen, el software de modelado puede incorporar la configuración específica de la transmisión de energía para modelar la respuesta de la red; si no se conocen, se emplea una configuración esférica promedio.



^ Señal microsísmica y pérdidas de transmisión. La emisión de energía por un microsismo depende de la dirección. Por ejemplo, el deslizamiento microscópico a lo largo de una fractura plana genera una energía de corte horizontal máxima ( $S_H$ ) a lo largo del plano de fractura y en forma perpendicular al mismo (con una polaridad opuesta), mientras que los lóbulos de energía compresional (P) son desplazados en  $45^\circ$  (*extremo superior*). La energía proveniente de un microsismo decae con la distancia, como se muestra aquí para la onda compresional P. La energía también se atenúa a medida que se propaga porque la Tierra es un medio disipador. En los límites de las capas, una parte de la energía se refleja y otra parte se transmite. Los ángulos de reflexión de la transmisión son diferentes para las ondas P y S debido a sus velocidades diferentes. Para una ubicación de red de receptores y un modelo del subsuelo determinados, el software NetMod pronostica la incertidumbre asociada con la localización del evento (*extremo inferior izquierdo*) y la capacidad de detección de un evento de magnitud  $-1.5$  (*extremo inferior derecho*).



Mapa de la dependencia con respecto a la frecuencia. La gráfica de densidad espectral (*inserto*) indica el contenido de frecuencia en la fuente de un evento, para microsismos débiles, intermedios e intensos ( $M_w = -4$ ,  $-2$  y  $-0.1$ , respectivamente). Con frecuencias superiores a un valor denominado frecuencia límite (frecuencia de corte), la densidad espectral se reduce rápidamente. La frecuencia límite correspondiente a los eventos más intensos es menor que la correspondiente a los eventos más débiles. Por otro lado, las señales de frecuencia más alta se atenúan más rápido, por lo que la distancia existente entre la fuente del evento y el detector es un factor crítico. El mapa NetMod muestra la capacidad de un receptor para detectar eventos de una frecuencia límite dada. Los óvalos indican los límites externos de utilidad para los receptores con velocidades de muestreo de 0.25, 0.5 y 1 ms.

El software NetMod incluye las pérdidas de transmisión y el efecto de las capas de la formación sobre la señal ([página anterior](#)). Un resultado habitual, basado en una red especificada de sensores, es una predicción 3D del evento de magnitud mínima que puede detectarse y de la incertidumbre máxima asociada con la ubicación de la fuente. Estos mapas 3D ayudan a determinar la posición óptima de la red de sensores y pueden utilizarse para identificar los mejores pozos candidatos para el monitoreo MSM.

La proximidad de la red de sensores con respecto a la fuente microsísmica es uno de los parámetros determinantes del contenido de frecuencia de la señal recibida. Este efecto surge de dos propiedades sismogénicas complementarias. La primera es que los movimientos de frecuencia más

alta se atenúan más rápido que los de frecuencia más baja. Por consiguiente, para una distancia dada entre fuente y receptor, una mayor parte del contenido original de baja frecuencia puede propagarse hasta el receptor. La segunda propiedad es la densidad espectral de la fuente. Los eventos de mayor magnitud generan más contenido de menor frecuencia que los eventos de menor magnitud. En conjunto con la primera propiedad, el resultado constituye un límite para la profundidad de investigación. Un receptor sensible a las señales de alta frecuencia es efectivo para los eventos cercanos, pero esa ventaja se reduce con la distancia con respecto al evento. El software NetMod indica las limitaciones de frecuencia para una red de receptores antes de la operación de fracturamiento ([arriba](#)).

El software de Schlumberger permite incorporar los datos de producción y la geología de todo un campo a fin de seleccionar los pozos candidatos para tratamientos de re-estimulación. Muchos pozos del Campo Barnett Shale fueron estimulados por fracturamiento en los últimos siete años y el fracturamiento de pozos nuevos aún continúa. A medida que pasa el tiempo, la porción del yacimiento contactada por la fractura se agota y, dado que la permeabilidad es tan baja, el flujo proveniente de otras partes del yacimiento es insuficiente para sustentar el régimen de producción. En un período de tres a cinco años, la producción de gas declina entre un 20% y un 30% de su valor pico.<sup>7</sup> Estos pozos se convierten en candidatos para las operaciones de refracturamiento diseñadas para contactar las regiones no explotadas del yacimiento desde el pozo existente.

### ¿Dónde está la fractura en este preciso momento?

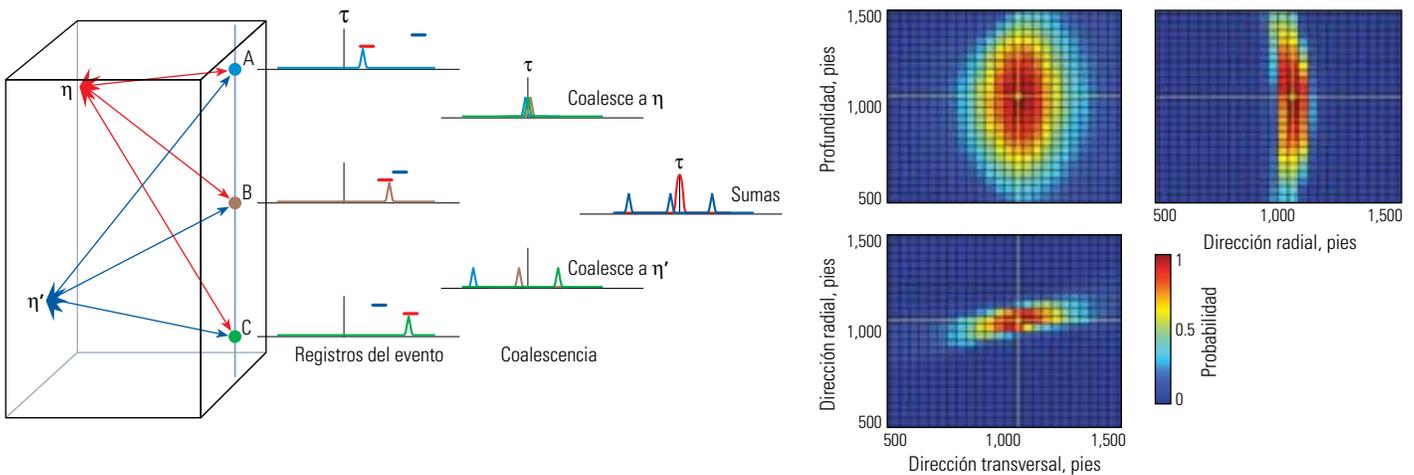
Durante una operación de fracturamiento, el tiempo transcurrido entre la detección de un evento microsísmico y la determinación de su localización es un período crucial. Una demora de 15 o 20 minutos en el procesamiento, mientras se siguen bombeando fluidos en el fondo del pozo, implica que la información de la ubicación del evento quizás resulte irrelevante para la operación en curso. Como parte del servicio StimMAP Live, los ingenieros de Schlumberger desarrollaron algoritmos que proveen un mapa de eventos en menos de 30 segundos de producida la detección. Este tiempo de retraso corto permite a los ingenieros modificar rápidamente la operación, en respuesta a los patrones de crecimiento de la fractura. No bien se detecta un peligro, es posible cambiar las tasas de bombeo, alterar los volúmenes de apuntalante o introducir agentes divergentes en la lechada para modificar la geometría de la fractura, o impedir el fracturamiento en una zona de riesgo geológico, tal como una formación acuífera o una falla conectada a una zona acuífera.

Los métodos convencionales de localización de eventos se basan en el picado del tiempo del primer arribo para cada evento en cada uno de los receptores.<sup>8</sup> Esto es difícil de automatizar y aún así obtener resultados confiables; el picado de los tiempos se vuelve aún más complicado cuando múltiples eventos se producen en forma esencialmente simultánea. El hecho de contar con un intérprete experimentado para el picado de los puntos incrementa la precisión pero implica mucho tiempo.

6. Se han efectuado estudios experimentales utilizando los receptores del pozo de tratamiento, pero la configuración utilizada no es comercial. Para ver algunos ejemplos, consulte: Primiero P, Armstrong P, Drew J y Tezuka K: "Massive Hydraulic Injection and Induced AE Monitoring in Yufutsu Oil/Gas Reservoir—AE Measurement in Multiwell Downhole Sensors," *Actas de la Sociedad de Geofísicos de Exploración de la Conferencia de Japón, Okinawa, Japón* (2005), vol. 113: 187-190. Stewart L, Cassell BR y Bol GM: "Acoustic-Emission Monitoring During Hydraulic Fracturing," *SPE Formation Evaluation* 7, no. 2 (Junio de 1992): 139-144.

7. Frantz Jr JH, Williamson JR, Sawyer WK, Johnston D, Waters G, Moore LP, MacDonald RJ, Pearcy M, Ganpule SV y March KS: "Evaluating Barnett Shale Production Performance Using an Integrated Approach," artículo SPE 96917, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, 9 al 12 de octubre de 2005.

8. Aki K y Richards PG: *Quantitative Seismology, Vol. 1: Theory and Methods*. San Francisco: W.H. Freeman and Company (1980).



^ Coalescencia de las señales provenientes de múltiples receptores. Tres receptores, A, B y C, registran el mismo microsismo en tiempos levemente diferentes debido a los diferentes tiempos de viaje entre la localización del evento y cada uno de los receptores (registros del evento, *izquierda*). Para determinar la localización del evento fuente, el software de coalescencia verifica todos los bloques de la cuadrícula del volumen de detección. En este ejemplo, se verifican dos localizaciones de la cuadrícula,  $\eta$  y  $\eta'$ , en relación con un evento que ocurre en el tiempo  $\tau$ . En base al tiempo de viaje existente entre  $\eta$  y el Receptor A, y teniendo en cuenta la incertidumbre asociada, la señal prevista ocurriría dentro de una cierta ventana de tiempo (barra roja). El tiempo de viaje entre  $\eta'$  y el Receptor A es más largo, de manera que la ventana es más tardía (barra azul). Los tiempos de arribo previstos en las otras dos estaciones, se determinan en forma similar. La amplitud en esta ventana calculada se suma a lo largo de todos los receptores en un proceso denominado coalescencia. Esto equivale a retrotraer en el tiempo cada registro del evento en una cantidad equivalente al tiempo de viaje modelado entre cada localización y cada receptor (coalescencia), y luego sumar las señales retrotraídas del receptor (rojo para  $\eta$ , azul para  $\eta'$ ). De este modo, se asignará un valor de probabilidad a cada localización en cada tiempo. La amplitud de coalescencia máxima representa el lugar y el tiempo más probables para el evento fuente; en este caso, es la localización  $\eta$  en el tiempo  $\tau$ . Utilizando el software, los analistas pueden examinar los cortes del volumen de detección 3D que muestra las probabilidades calculadas (*derecha*).

Contrariamente a lo que el sentido común sugeriría, una forma más rápida de determinar la ubicación y el tiempo de un evento consiste en modelar todo el espacio detectado y verificar la probabilidad de que cada localización de ese espacio haya sido el origen de la señal en un momento correspondiente en el tiempo (*arriba*).<sup>9</sup> Este proceso, denominado coalescencia, provee una señal máxima en el punto más probable de ocurrencia del evento, tanto en el tiempo como en el espacio. Por consiguiente, el picado de los primeros arribos no es necesario.

Además de la información de la localización provista por los tiempos de la señal, el software StimMAP Live contempla la información vectorial contenida en la onda compresional o en la onda de corte. Este análisis restringe aún más la localización del microsismo. Si bien el proceso asigna el evento al punto de máxima coalescencia, también provee implícitamente un volumen de probabilidades en torno a esa localización para indicar la incertidumbre, restringida tanto por el tiempo como por la información vectorial de la onda compresional.

La consola StimMAP Live se encuentra disponible en la localización del pozo o a través de una conexión InterACT segura en cualquier localización del mundo, y muestra los eventos a los pocos segundos de su detección. El mapa de incertidumbre también se encuentra disponible en tiempo

real. Esta característica es particularmente útil para los eventos cercanos a un límite zonal o a un riesgo geológico, porque ayuda a evaluar la probabilidad de que la fractura penetre en esa zona. Los resultados pueden exhibirse con el modelo NetMod para determinar si existe algún sesgo asociado con la observación en la geometría medida. Además de proveer información para evitar los riesgos geológicos, el software muestra un parámetro que se relaciona con el mejoramiento de la producción.

Este parámetro se basa en una correlación entre la producción después del tratamiento de fracturamiento hidráulico y el volumen del yacimiento estimulado.<sup>10</sup> La correlación original, que indica un incremento de la producción con el incremento del contacto con el yacimiento, se basó en la identificación de cada fractura dentro del complejo de fracturas detectadas a través del monitoreo MSM. El programa NetMod utiliza una herramienta patentada de diagnóstico, basada en este principio, que evalúa la densidad de los eventos y provee una medida del volumen de estimulación efectiva (ESV) (*próxima página, arriba*). Se trata de un volumen "empaquetado" alrededor de los microsismos que excluye los valores atípicos dispersos. Este enfoque es más conservador que el procedimiento consistente en colocar una caja alrededor de todos los eventos microsísmicos y distingue con más claridad un incremento del volumen de la formación que se está fracturando.

El software StimMAP Live registra toda la información de los eventos y la puede reproducir en cualquier momento; el operador puede analizar el avance de la operación de fracturamiento ya sea a medida que se desarrolla o más tarde. La interpretación se facilita a través del coloreado y el dimensionamiento de los eventos por el tiempo del evento o por algún atributo calculado, tal como la magnitud del evento, la relación señal-ruido o la relación entre la amplitud de las ondas compresionales y la amplitud de las ondas de corte.

#### Determinación de la anisotropía inducida por los esfuerzos

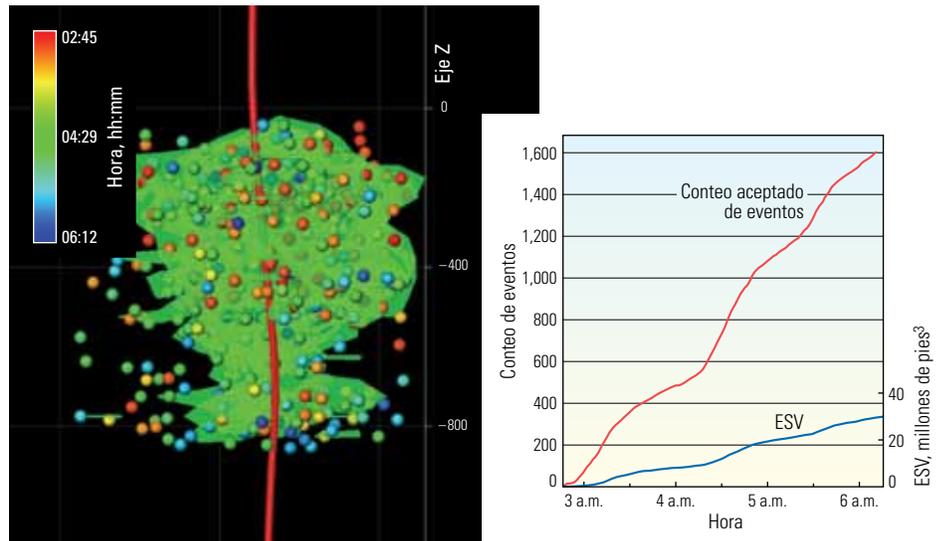
El Campo Centenario, situado en el sector sudoeste de la República Argentina, se encuentra intensamente fallado, lo cual puede hacer que la dirección del esfuerzo horizontal local varíe. Dado que las fracturas hidráulicas tienden a crecer en la dirección del esfuerzo máximo local, la incertidumbre asociada con esa dirección podría producir ineficiencias con respecto a la localización de los pozos futuros y del plan general de desarrollo del campo, el cual procura minimizar la superposición entre las áreas de drenaje de los pozos individuales. Pluspetrol, la compañía operadora del campo, utilizó el servicio de monitoreo StimMAP Live durante una operación de fracturamiento para confirmar la dirección de los esfuerzos.

El campo, situado a 15 km [9 millas] al oeste de la ciudad de Neuquén, produce petróleo y gas de diversas formaciones. Una de ellas, la Formación Los Molles, está compuesta por diversas areniscas gasíferas intercaladas con lutitas. La formación consta de cuatro secciones: Molles Superior, Molles Intermedio, Molles Basal y Molles Pelítico. Los tres cuerpos arenosos superiores con intercalaciones de lutitas son considerados yacimientos de gas en areniscas compactas de calidad prospectiva, con permeabilidades de 0.1 mD e inferiores. Los pozos se fracturan para incrementar su productividad.

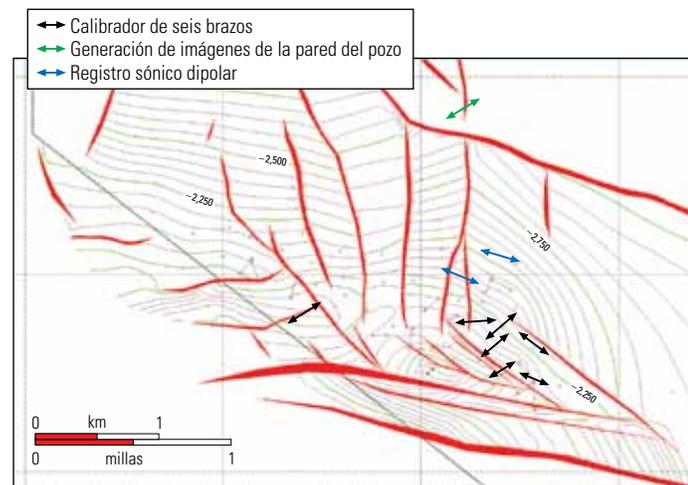
Las fallas de extensión que se desarrollaron inicialmente, durante una fase de *rifting* de edad Triásico tardío, dividen el campo en nueve bloques e inciden en la dirección de los esfuerzos locales presentes en cada bloque.<sup>11</sup> Pluspetrol utiliza registros sísmicos dipolares, direcciones de ovalización por ruptura de la pared del pozo derivadas de las mediciones con calibradores de seis brazos e imágenes de la pared del pozo para estimar la dirección de los esfuerzos (*derecha, extremo inferior*). No obstante, debido a la naturaleza somera de la profundidad de investigación, estos métodos miden la anisotropía sólo en las inmediaciones del pozo registrado. Una operación de monitoreo StimMAP Live indicó la dirección de desarrollo de la fractura a mucho mayor distancia del pozo y además confirmó la orientación de los esfuerzos en la región vecina al pozo registrado.<sup>12</sup>

Los pozos de tratamiento y observación son verticales dentro de la zona objetivo y, a la profundidad objetivo, están separados por una distancia de aproximadamente 600 m [1,970 pies]. Los microsismos fueron detectados utilizando un generador de imágenes VSI con ocho estaciones separadas por una distancia de 30.5 m [100 pies]. Este dispositivo mide las ondas compresionales y las ondas de corte y transmite la forma de onda completa a la superficie para su análisis inmediato.<sup>13</sup> El pozo de tratamiento fue disparado a través de un intervalo de 10 m [33 pies], cerca de la base de la sección Los Molles Superior. Los disparos se efectuaron aproximadamente en la profundidad de la estación de recepción intermedia.

El objetivo del tratamiento era crear una fractura de 100 m [333 pies] de semilongitud, con crecimiento vertical limitado, a fin de estimular el intervalo de 10 m [33 pies]. No obstante, en la etapa de diseño, un modelo de simulación mostró que el crecimiento vertical sería considerable porque no existía ninguna barrera límite efectiva. La simulación indicó que para lograr una longitud de 112 m [367 pies], la fractura debería tener una altura de 120 m [393 pies].

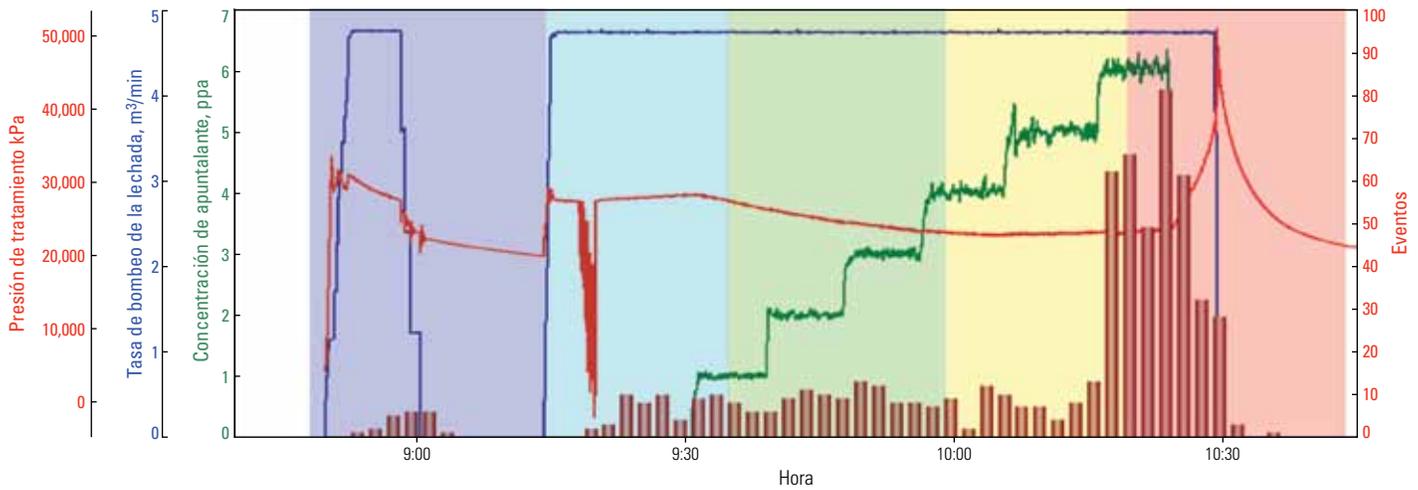


^ Volumen de estimulación efectiva. El análisis de la densidad de la nube de eventos provee una medida del volumen de estimulación efectiva (ESV) de la roca presente en la formación (*izquierda*). La superficie irregular excluye los eventos externos. Este análisis constituye una herramienta de diagnóstico en tiempo real (*arriba*). Un incremento del número acumulado de eventos (rojo) con un incremento simultáneo del volumen ESV (azul) indica un crecimiento del volumen de la zona de roca fracturada.



^ Direcciones de los esfuerzos en el Campo Centenario. Una serie de fallas divide la cuenca en bloques con direcciones variables del esfuerzo principal máximo. Se utilizó la operación MSM para confirmar estas interpretaciones de la dirección del esfuerzo en la región vecina al pozo.

9. Drew J, Leslie D, Armstrong P y Michaud G: "Automated Microseismic Event Detection and Location by Continuous Spatial Mapping," artículo SPE 95513, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, 9 al 12 de octubre de 2005. Michaud G y Leaney S: "Continuous Microseismic Mapping for Real-Time Event Detection and Location," *Resúmenes Expandidos 27*: Sociedad de Geofísicos de Exploración (2008): 1357-1361. Para utilizar esta técnica para el mapeo de terremotos, consulte: Kao H y Shan S-J: "The Source-Scanning Algorithm: Mapping the Distribution of Seismic Sources in Time and Space," *Geophysical Journal International* 157, no. 2 (2004): 589-594.
10. Mayerhofer MJ, Lolon EP, Warpinski NR, Cipolla CL, Walsler D y Rightmire CM: "What Is Stimulated Reservoir Volume (SRV)?" artículo SPE 119890, presentado en la Conferencia de Producción de Gas de Lutita de la SPE, Fort Worth, Texas, EUA, 16 al 18 de noviembre de 2008.
11. Para obtener más información sobre las orientaciones de los esfuerzos cerca de las fallas, consulte: Yale DP: "Fault and Stress Magnitude Controls on Variations in the Orientation of In Situ Stress," en Ameen M (ed): *Fracture and In-Situ Stress Characterization of Hydrocarbon Reservoirs*. Londres: Geological Society of London, Special Publication 209 (2003): 55-64.
12. Para obtener más información sobre el empleo de herramientas de adquisición de registros sísmicos para determinar la anisotropía de los esfuerzos, consulte: Brie A, Endo T, Hoyle D, Codazzi D, Esmeroy C, Hsu K, Denoo S, Mueller MC, Plona T, Shenoy R y Sinha B: "New Directions in Sonic Logging," *Oilfield Review* 10, no. 1 (Primavera de 1998): 40-55.
13. Blackburn J, Daniels J, Dingwall S, Hampden-Smith G, Leaney S, Le Calvez J, Nutt L, Menkith H, Sánchez A y Schinelli M: "Levantamientos de sísmica de pozos: Más allá del perfil vertical," *Oilfield Review* 19, no. 3 (Invierno de 2007/2008): 20-35.



^ Eventos microsísmicos durante un tratamiento de fracturamiento. Luego de bombear el colchón inicial de fluido de tratamiento, la concentración de apuntalante (verde) se incrementó en seis pasos, mientras que la tasa de bombeo de la lechada (azul) se mantuvo constante. La presión de tratamiento (rojo) se incrementó casi al final de la operación, indicando el control del crecimiento longitudinal de la fractura. Los microsismos (rojo oscuro) se produjeron a un ritmo bastante consistente hasta el último paso de la concentración, en el que el ritmo aumentó significativamente. El sombreado del fondo corresponde a los colores de las cinco etapas que se muestran en otras figuras de este caso de estudio.

En las seis etapas de la operación, la concentración de apuntalante se incrementó de 0 a 6 lbm de apuntalante agregado (laa) (arriba). La tasa de bombeo fue de aproximadamente 5 m<sup>3</sup>/min [30 bbl/min] con una presión promedio de 27.6 MPa [4,000 lpc]. En el tratamiento se utilizaron 340 m<sup>3</sup> [2,130 bbl] de fluido para proporcionar 92,400 kg [203,800 lbm] de apuntalante.

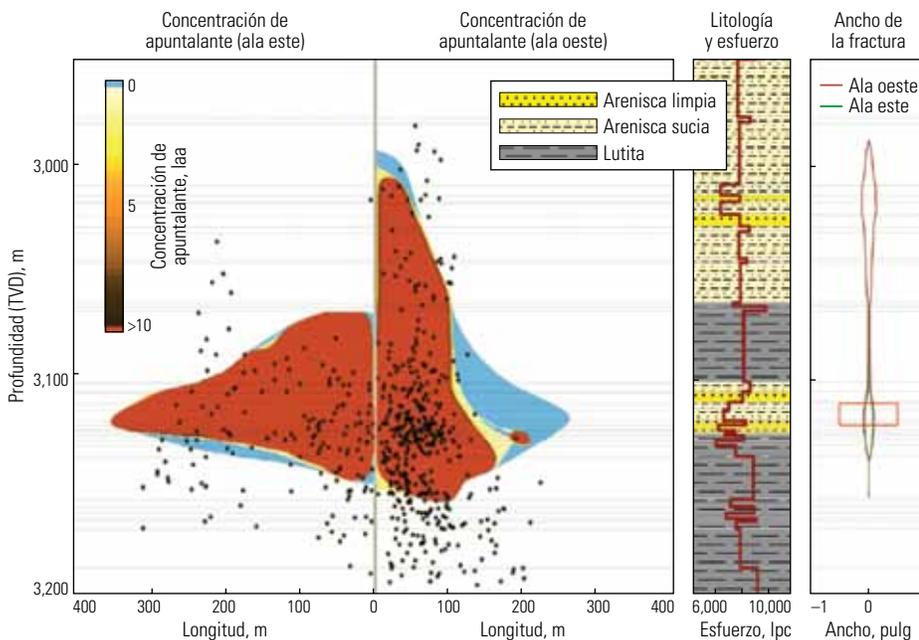
Durante la operación, se registraron 640 eventos microsísmicos durante un período de aproximadamente 2 horas. Al final de la operación, cuando se estaba bombeando la concentración más alta de apuntalante, el ritmo de los eventos se incrementó en forma sorprendente. La mayor parte de esos eventos tardíos se produjo cerca del pozo. Un análisis de presión neta FracCADE con-

firmó que este comportamiento indicaba el control del crecimiento longitudinal de la fractura, una técnica que provee un buen empaque de apuntalante en la fractura.

Los microsismos definen un plano de fractura con un azimut de N88°E, el cual concuerda con la dirección pronosticada por el registro sísmico dipolar a través del intervalo fracturado. Los eventos indican que la fractura no era simétrica en cuanto a altura o alcance (izquierda). La fractura apuntalada en el ala oeste medía aproximadamente 334 m de largo por 84 m de alto [1,096 por 276 pies], mientras que el ala este era de menor longitud pero más alta; 238 m de largo por 167 m de alto [781 por 548 pies]. Esta asimetría puede deberse a las fallas cercanas. Los ingenieros de Pluspetrol utilizan la suma de las longitudes de las fracturas medidas en sus modelos de yacimientos ECLIPSE para las simulaciones directas.

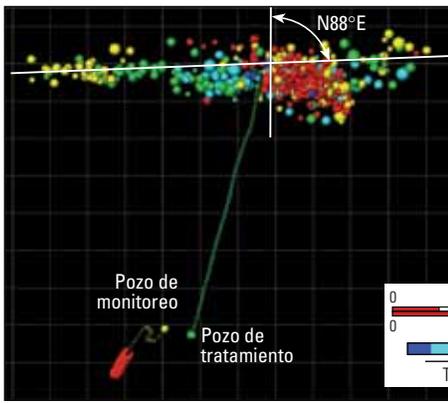
Las secciones Los Molles Superior e Intermedio fueron estimuladas en ambos casos con dicho tratamiento. La fractura creció más allá de la altura anticipada porque existe un bajo contraste de esfuerzos entre la formación y la capa límite superior. No obstante, la formación límite también es gasífera, si bien la calidad del yacimiento es más pobre que la de la zona objetivo. Dado que a Pluspetrol le interesaba obtener una fractura larga, los ingenieros dejaron que creciera aunque penetrara yacimiento de calidad pobre.

El resultado más importante de la evaluación fue la concordancia entre la dirección del esfuerzo principal horizontal máximo, derivada de los registros sísmicos de algunos pozos de cada uno de

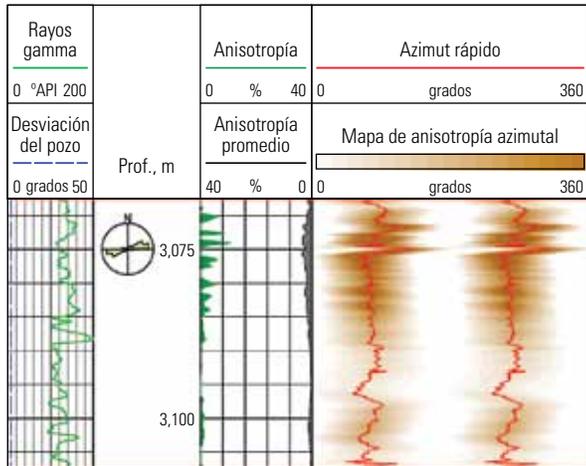
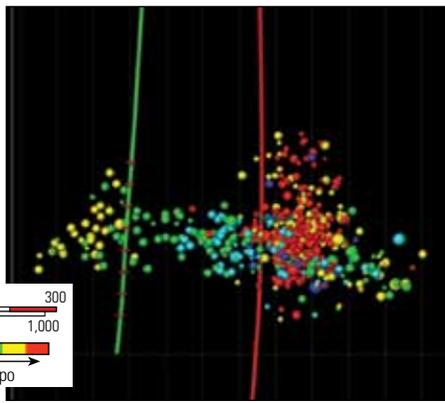


^ Modelado del fracturamiento en Los Molles. Utilizando el software de diseño y evaluación del fracturamiento FracCADE, los analistas ajustan el perfil de presión y los microsismos a una fractura que es más larga sobre el lado este pero más alta sobre el oeste (izquierda); su asimetría se debe posiblemente a las fallas cercanas. Una gran porción de la fractura recibió una alta concentración de apuntalante (rojo); sin embargo, la concentración recibida por las alas de los extremos fue mucho más baja (azul). Si bien se midieron eventos sísmicos en la lutita inferior, el análisis indica que no representan una fractura directa. La lutita (carta litológica, gris) no pudo contener el crecimiento vertical de la fractura en el lado oeste. La fractura es más ancha en las areniscas que en las lutitas (derecha).

### Vista en planta



### Vista en profundidad

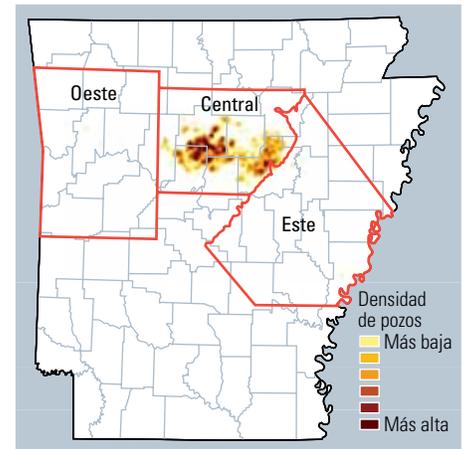


Localización de los eventos y azimet del esfuerzo. Los eventos microsísmicos describen una fractura laminar con una orientación de N88°E (*extremo superior izquierdo*), lo cual concuerda con la dirección del esfuerzo principal horizontal máximo derivada de la herramienta sónica dipolar (carril de profundidad, *extremo inferior*). Los receptores abarcaron la región de crecimiento de la fractura y proveyeron una buena cobertura de los eventos a ambos lados de la fractura (*extremo superior derecho*). La mayor parte de los eventos tardíos se produjo cerca del pozo.

### Confirmación de la geometría de las fallas en Fayetteville Shale

Los operadores han extendido las prácticas desarrolladas primero en Barnett Shale a otras provincias de gas de lutita. La Formación Fayetteville Shale de edad Mississippiano, con producción en la porción central de Arkansas, es uno de esos casos (*abajo*). Si bien la porosidad de esta formación oscila entre 7% y 12%, la permeabilidad habitualmente es inferior a 1 mD. Para lograr una producción rentable se requieren tratamientos de fracturamiento hidráulico.

Esta lutita comprende partículas de tamaño de las del lodo—menos de 0.06 mm de diámetro—de minerales de arcilla, cuarzo y feldespatos de grano fino y material orgánico. El ambiente depositacional correspondió al agua calma de un fondo marino situado por debajo de la base del maremoto. A la zona productiva infrayacen y sub-

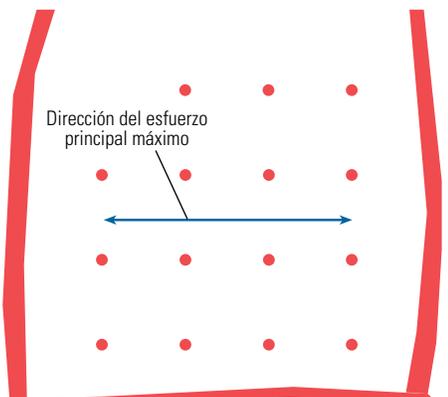


Actividad de perforación en Fayetteville Shale. (Derechos de autor del Servicio Geológico de Arkansas, utilizado con autorización.)

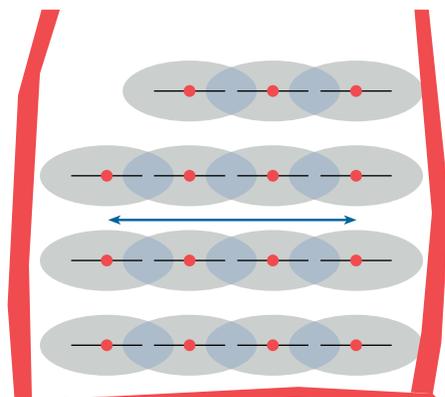
los bloques, y el rumbo de la fractura determinado con el monitoreo microsísmico más definitivo, el cual podría utilizarse sólo una vez en cada bloque de falla (*arriba*). Esta concordancia ayudaría a Pluspetrol a planificar la posición de los pozos futuros para maximizar la efectividad del fracturamiento con el fin de mejorar el factor de recupe-

ración. Los pozos pueden disponerse en forma alternada para extraer ventajas de la orientación de la fractura en lugar de ser ubicados según una configuración establecida (*abajo*). Y es posible optimizar la separación entre los pozos porque la compañía está al tanto de que puede lograrse la longitud deseada para la fractura.

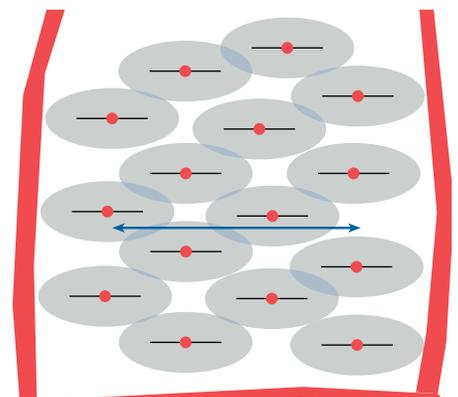
### Cuadrícula regular de pozos



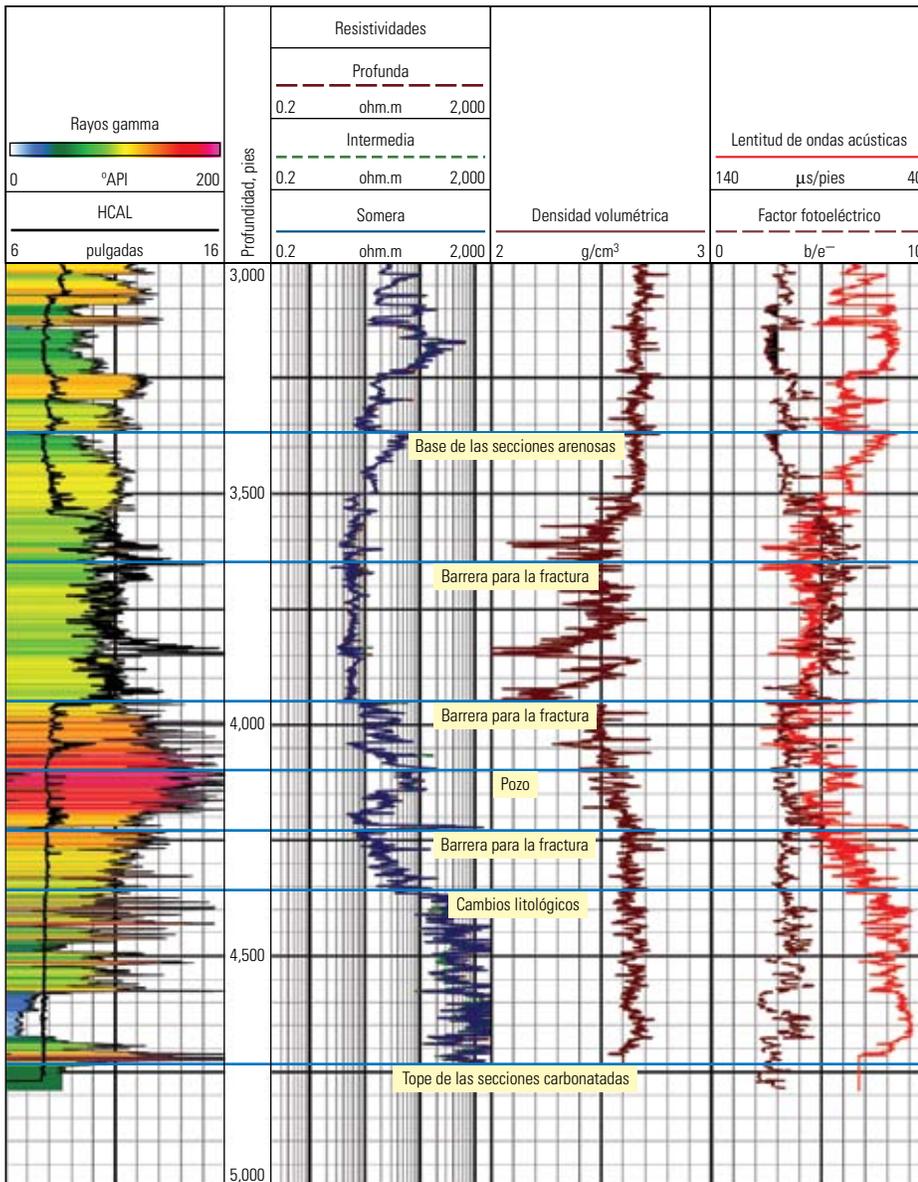
### Drenaje con fracturas orientadas



### Pozos dispuestos alternadamente



Ubicación de los pozos. Una cuadrícula estándar (*izquierda*) tal vez no permita un drenaje eficiente si se toma en cuenta la configuración del drenaje con fracturas (*centro*). Para extraer provecho de la longitud y la orientación de las fracturas, las cuales se basan en la dirección del esfuerzo principal horizontal máximo (azul), los pozos deberían disponerse alternadamente dentro de un bloque de fracturas (*derecha*).

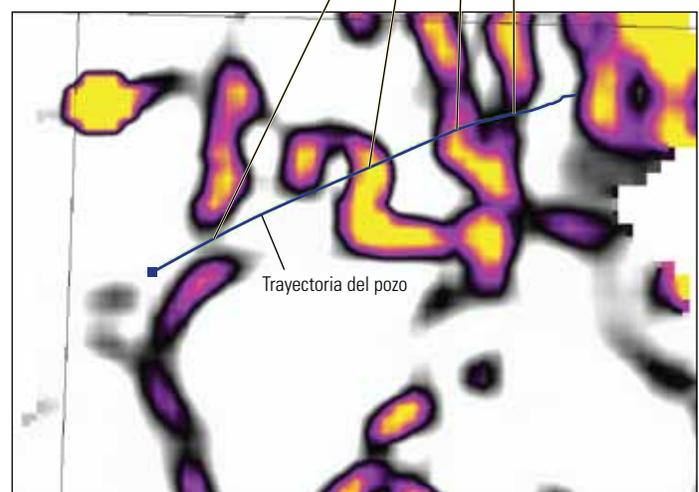
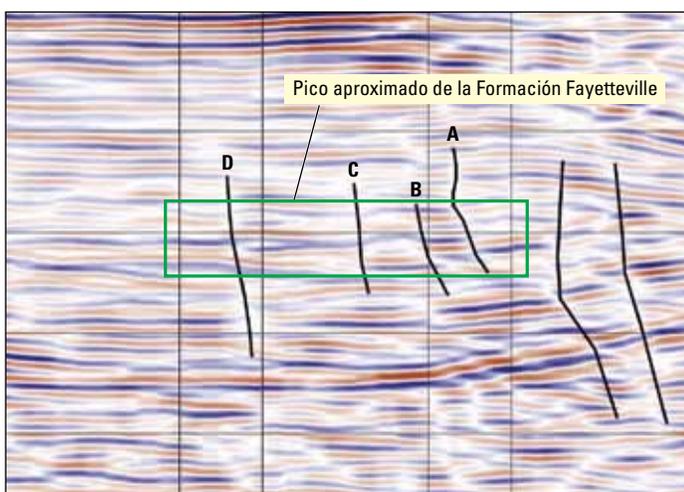


yacen formaciones más resistentes que actúan como barreras para el crecimiento de las fracturas (izquierda). Aunque la resolución de los datos es pobre, la interpretación sísmica indica la presencia de fallas subverticales.

La compañía operadora Aspect Abundant Shale perforó un pozo horizontal a través de una sección fallada de la lutita.<sup>14</sup> Las fallas representaban riesgos geológicos para el fracturamiento; zonas de pérdida de circulación que permiten la estimulación de rocas no yacimiento o la posibilidad de abrir el flujo a la Formación Penters (infra-yacente), la cual puede ser acuífera. Aspect utilizó el servicio StimMAP Live para monitorear la operación de fracturamiento con agua oleosa. Este servicio provee retroalimentación en tiempo real sobre el avance de la fractura, la determinación de la geometría de la fractura inducida y otras inferencias relacionadas con la información de escala subsísmica acerca de las fallas.

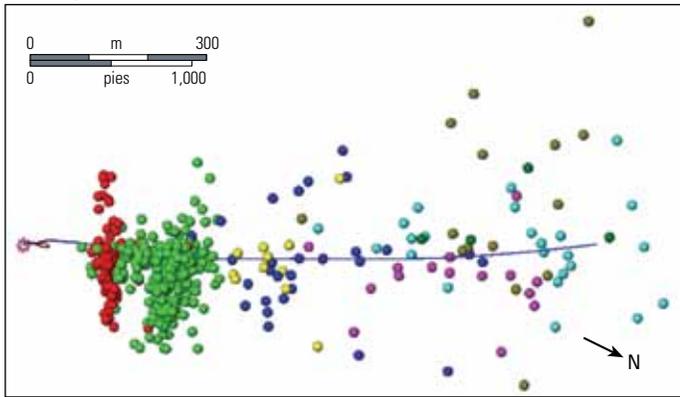
La estimulación del pozo horizontal fue planificada en nueve etapas desde la punta hasta el talón del mismo. El pozo piloto fue utilizado para monitorear los microsismos. El modelo de velocidad anisotrópica fue calibrado utilizando los resultados del monitoreo acústico de los tiros de los disparos en cada etapa y en base a los datos sísmicos 3D de superficie, obtenidos con herramientas operadas con cable.

Las primeras seis etapas tuvieron pocos eventos acústicos (próxima página, izquierda). Existen tres razones posibles: la distancia con respecto al pozo de monitoreo, la pérdida de energía durante la transmisión a través del sistema de fallas y las características variables de las rocas presentes

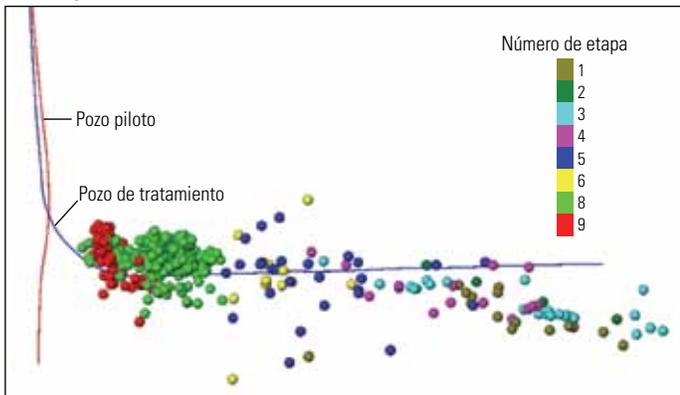


^ Geología y fallas de la Formación Fayetteville Shale. Un registro típico indica una respuesta alta de la curva de rayos gamma en la lutita (extremo superior, Carril 1, naranja a rojo). Las barreras para las fracturas y los cambios litológicos se indican en el Carril 2. La sección sísmica (extremo inferior derecho) muestra cuatro fallas (A, B, C y D) en la región del pozo horizontal; estas fallas se indican como riesgos geológicos en el modelo 3D (extremo inferior izquierdo).

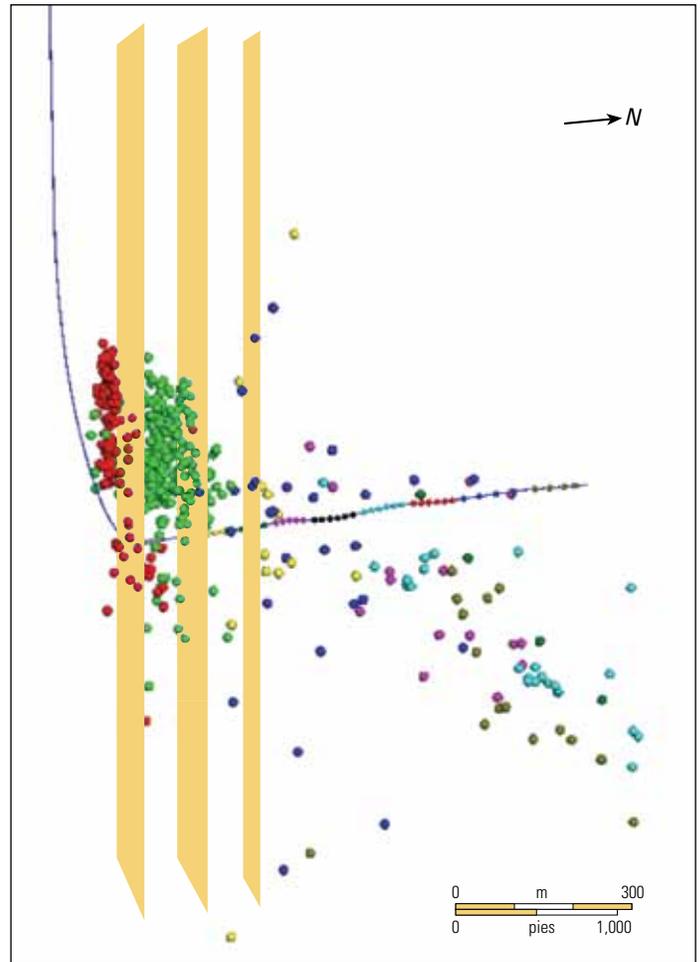
### Vista en planta



### Vista en profundidad



^ Eventos microsísmicos en el pozo de Fayetteville. La mayor parte de los eventos detectados se produjeron en las Etapas 8 (verde) y 9 (rojo). El azimut de la fractura queda definido por el grupo de eventos de estas etapas (vista en planta, *extremo superior*). Los datos escasos, obtenidos de las otras etapas, son consistentes con el azimut derivado de esas etapas. Los eventos producidos en la punta del pozo se extendieron hacia abajo (*extremo inferior, lado derecho*); sin embargo, la actividad se desplazó hacia arriba a medida que las etapas se desplazaban hacia el talón.



^ Orientación de las fallas. Los eventos MSM de las Etapas 8 y 9 son subverticales y pueden haber abierto las fallas existentes (dorado) que se observan en la sección sísmica.

en el área. Aspect probó diversas tasas de bombeo para ver cuáles exhibían el mejor desempeño, y es probable que estas tasas diferentes hayan contribuido a las diferencias en la geometría observada del tratamiento de estimulación. Los eventos registrados indican que las fracturas correspondientes a las cuatro primeras etapas se extendieron hacia abajo. En base a estas mediciones en vivo, el operador redujo la tasa de bombeo a tiempo para evitar el fracturamiento de la zona acuífera situada debajo.

Los eventos microsísmicos indican que las fracturas que se propagaron durante las Etapas 5 y 6 se extendieron desde el pozo hacia arriba. Si bien los datos son escasos, este movimiento ascendente desde la punta hacia el talón del pozo indica la presencia de una zona fracturada que inclina de sudoeste a noreste.

El comportamiento microsísmico observado en la Etapa 6—que activó posiblemente un sistema de fallas—hizo que la compañía operadora cance-

lara la Etapa 7. Esto impidió una pérdida potencial de fluido en el sistema de fallas y además evitó la superposición del volumen estimulado de la roca de la Etapa 6. La decisión no podría haber sido tomada sin la retroalimentación en tiempo real provista por el servicio MSM activo.

Las Etapas 8 y 9, las dos últimas, tuvieron muchos más eventos acústicos que las previas. Estos eventos muestran límites superiores e inferiores bien definidos para las fracturas; sin embargo, se produjo un cierto grado de superposición entre estas dos etapas. Las fracturas crecieron hacia arriba fuera de la zona objetivo y a lo largo de las fallas identificadas en los datos sísmicos 3D, pero dado que la zona más alta no presentaba peligro alguno de intrusión de agua, Aspect optó por continuar la operación. Si bien el tratamiento de fracturamiento en esta zona resultó ser subideal debido a la menor saturación de gas existente en la lutita, las etapas se bombearon hasta terminar el tratamiento.

Estas dos etapas finales crearon fracturas con el mismo azimut bien definido. Por otro lado, los eventos escasos de las etapas anteriores fueron consistentes con el azimut definido en dichas etapas, correspondientes al talón. El azimut confirma los planos de fallas casi verticales interpretados a partir de las secciones sísmicas (*arriba*). El científico de Aspect ingresó la geometría actualizada de las fracturas en el modelo de yacimiento 3D de la compañía durante la operación, proporcionando una calibración de los resultados con el modelo. La recalibración del modelo permitió extender las ventajas a las operaciones desarrolladas por Aspect en todo el campo.

14. Burch DN y Le Calvez JH: "Integration of New Technologies to Map Structural Features and Improve Stimulation Treatments in Shale Gas Plays: Coupling Surface Seismic, Microseismic Mapping, and Wireline Logs in the Fayetteville Shale Formation," presentado en la Conferencia y Exhibición Internacional de la AAPG, Ciudad del Cabo, Sudáfrica, 26 al 29 de octubre de 2008.

## Ejecución de un proceso de divergencia temporaria

Los resultados del fracturamiento en la Formación Barnett Shale no son fáciles de interpretar; es probable que las operaciones de tratamiento reactiven las fracturas naturales que forman una red

compleja. Los especialistas en este tema prevén la existencia de una red natural caracterizada por un conjunto principal, aproximadamente paralelo, conformado por fracturas extensivas y más cortas que intersecta al conjunto primario y a menudo terminan en él (abajo).<sup>15</sup> El modelo con-

ceptual simple que indica que la estimulación por fracturamiento hidráulico genera una fractura en forma de moneda que se extiende en ambas direcciones desde un pozo, a menudo resulta incorrecto en la Formación Barnett. Si bien pueden localizarse algunos rasgos laminares en los resultados MSM, los eventos acústicos muestran una zona extensiva de activación de las fracturas alrededor del pozo.

Esta complejidad dificulta el control de la fractura. Podría producirse la expansión de una red de fracturas lejos de los disparos que están abiertos al tratamiento. Si el crecimiento en esa localización es inaceptable, un operador tratará de desviar el fluido hacia otra parte. Se han utilizado geles y espumas como agentes divergentes pero dejan residuos que pueden incidir sobre la producibilidad del pozo en el largo plazo.

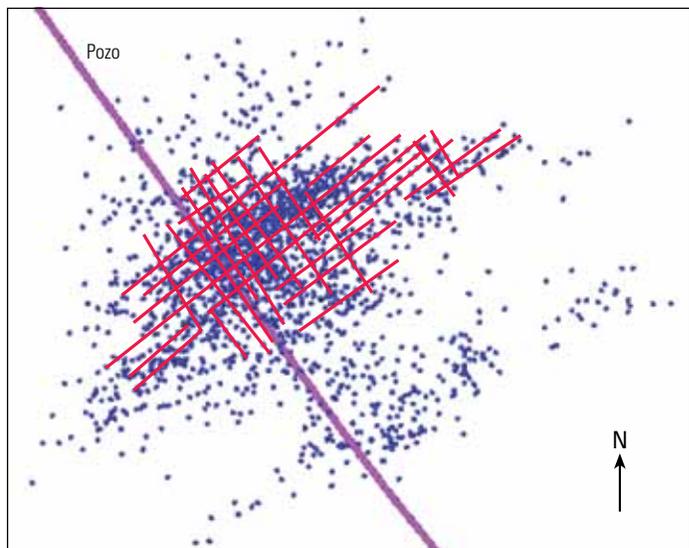
El servicio de divergencia StimMORE adopta un enfoque diferente. Las fibras introducidas en la lechada penetran en la formación y crean puentes de apuntalante y fibras a través de las aperturas de las fracturas. La fibra posee bajo peso específico que impide que precipite, permitiendo su colocación más efectiva en la localización deseada. La forma de la fibra puede crear puentes en los canales y las fracturas abiertas con un contenido de sólidos mucho menor del que es posible con las sustancias en partículas solas.

Esta barrera temporaria creada durante el bombeo permite que la presión de fondo de pozo se incremente lo suficiente para iniciar una fractura en otra parte de la formación. Al cabo de algunos días o semanas, las fibras se disuelven sin producir daños. El material de las fibras es poliéster inerte que cuando se disuelve sólo deja un ácido débil soluble en agua.

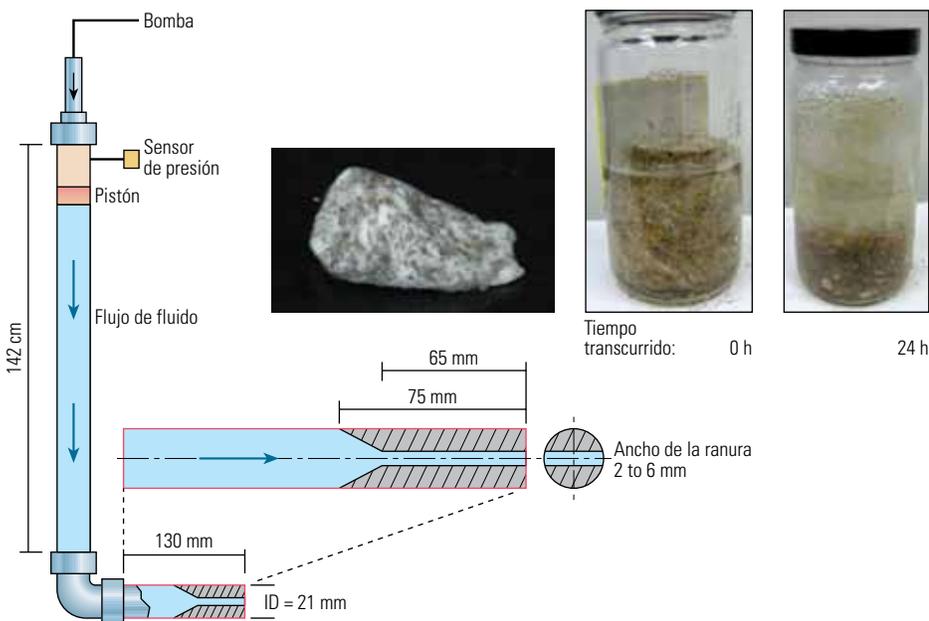
Extensas pruebas de laboratorio proporcionaron directrices para la utilización de este tratamiento con fibras en la Formación Barnett Shale. El equipamiento de laboratorio incluyó un dispositivo de flujo con una ranura ajustable (izquierda). Además del ancho de la ranura, las variables cubiertas por las 400 pruebas fueron la concentración de fibras, el tamaño y la concentración del apuntalante y la velocidad del fluido. En las evaluaciones se utilizaron portadores de tres tipos: fluidos viscoelásticos de temperatura baja e intermedia y geles lineales. Los investigadores pudieron determinar qué combinaciones de lechada y fibras formaban un puente a través de la ranura (próxima página, arriba).

Los resultados de laboratorio constituyen la base para el software StimMORE Advisor que utilizan los ingenieros de Schlumberger para diseñar los tratamientos de divergencia. Antes de una operación, un ingeniero especialista en el software

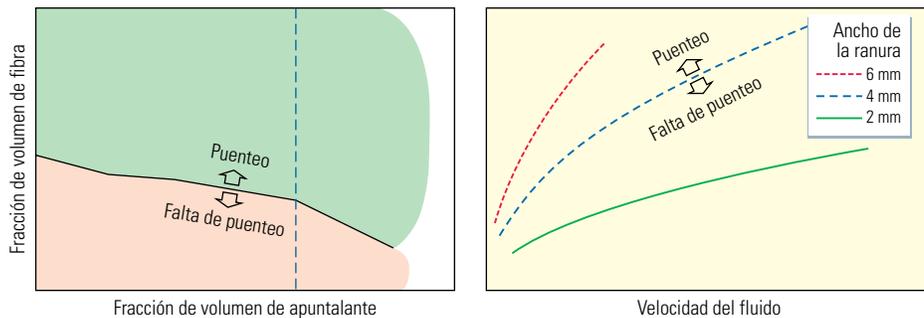
### Vista en planta



▲ Distribuciones de fracturas complejas. La interpretación de las distribuciones de las fracturas en la Formación Barnett Shale puede ser difícil. La interpretación detallada, basada en los microsismos producidos durante una etapa de fracturamiento, indica una distribución de fracturas primarias y secundarias (rojo).



▲ Prueba de divergencia. En la instalación de laboratorio, diseñada para probar las fibras en las lechadas de apuntalante, se utilizó un tubo largo con una ranura ajustable removible (diagrama). Después de cada prueba, se desmontó la ranura y una inspección visual del puente de fibras y apuntalante formado en la misma (foto, izquierda) confirmó el incremento de presión observado durante la prueba. Las fotos de los frascos del laboratorio muestran que la degradación del tapón comienza al cabo de un día.



^ Punteo de la ranura. Todos los parámetros probados afectan el punto de punteo; aquí, sólo se muestran dos relaciones. Ambas, la concentración de apuntalante (*izquierda*) y la velocidad del fluido (*derecha*), inciden en la concentración de fibras necesarias para crear el puente.

StimMORE ingresa la información sobre el pozo, la terminación, las estimaciones por fracturamiento previas y las redes de fracturas naturales. Esta información es utilizada para calcular los volúmenes de tratamiento en base a los resultados a escala de laboratorio. La información sobre la operación de fracturamiento hidráulico en curso, incluidos el tamaño y la concentración del apuntalante, la concentración de fibras y la velocidad de colocación, se utilizan luego para calcular los volúmenes de la lechada divergente. El software StimMORE Advisor proporciona los volúmenes correspondientes a los tres portadores básicos. El ingeniero de diseño puede modificar las especificaciones de entrada si existen inquietudes decisivas que requieren que se implementen desviaciones respecto de las recomendaciones estándar.

Las fibras se mezclan con la lechada en la superficie, generalmente durante el bombeo, con un régimen menor que el utilizado durante la operación de fracturamiento. Luego se incrementa el régimen de inyección para que alcance su valor previo hasta que el tratamiento de divergencia alcanza su punto de entrega; posteriormente el régimen se reduce para hacer que se forme un tapón en una fractura, a la distancia deseada con respecto al pozo. Además de determinar la tasa de entrega efectiva, el software de diseño se asegura de que las tasas de mezcla y entrega más lentas se mantengan suficientemente altas como para evitar la precipitación del apuntalante en el pozo.

Dado que el ancho de la apertura de la fractura es desconocido, la experiencia en el área geográfica proporciona el valor inicial. El enfo-

que de Schlumberger, y la implementación del software StimMORE Advisor, consiste en mantener una actitud conservadora con respecto al primer tratamiento de divergencia. Si el tratamiento no provee la divergencia adecuada, el ingeniero efectúa iteraciones hasta obtener una concentración efectiva; una forma de hacer esto consiste en incrementar gradualmente el ancho estimado de la fractura. La utilización simultánea del servicio StimMAP Live es crucial para determinar el éxito de la divergencia. Habitualmente, entre 5 y 10 minutos son suficientes para evaluar los resultados de la etapa de divergencia. Si los eventos microsísmicos permanecen en la misma porción del yacimiento, y el volumen ESV indica que no se están tratando nuevos volúmenes de roca, se planifica un tratamiento más agresivo para la etapa de divergencia siguiente.

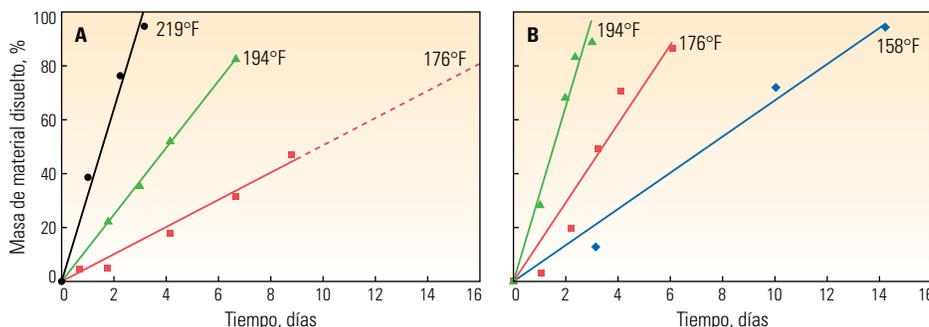
Las pruebas de laboratorio evaluaron además la degradación de las fibras. El polímero original de las fibras se degrada para formar polímeros de cadena más corta, dejando finalmente un ácido débil seguro soluble en agua. Dicha degradación se produce durante algunos días o semanas, dependiendo de la temperatura de formación. Este período puede acortarse si se colocan aditivos en el fluido divergente que previenen una reducción del pH durante la degradación (*abajo, a la izquierda*).

### Más tratamientos de estimulación en tiempo real

Los extensivos estudios de laboratorio, asociados con el sistema de optimización de la divergencia StimMORE, fueron diseñados para el empleo del sistema en la Formación Barnett Shale. Este depósito de plataforma marina de edad Mississippiano yace en forma discordante sobre la Caliza Viola del Grupo Ellenburger.<sup>16</sup> La Caliza Marble Falls la suprayace. El espesor de la formación oscila entre 60 y 240 m [200 y 800 pies].

La lutita es su propia roca generadora para el gas en sitio.<sup>17</sup> La permeabilidad de la matriz varía de 70 a 500 mD, lo cual implica una capacidad de flujo tan baja que la producción por lo general no es rentable sin tratamientos de estimulación por fracturamiento.<sup>18</sup> Aun con los tratamientos, la producción declina transcurrido un cierto tiempo. Actualmente, muchas compañías están re-estimulando sus pozos.

Un pozo entubado y cementado en la Formación Barnett fue fracturado originalmente en el año 2003.<sup>19</sup> El pozo tenía 12 grupos de disparos en el intervalo comprendido entre 2,446 y 3,003 m [8,025 y 9,853 pies] de profundidad medida (MD), con otros dos grupos en el talón a una profundi-



^ Degradación de las fibras en presencia de los aditivos A y B. Con el tiempo, el poliéster que conforma las fibras se degrada para formar polímeros de cadena más corta, dejando finalmente un ácido débil seguro soluble en agua.

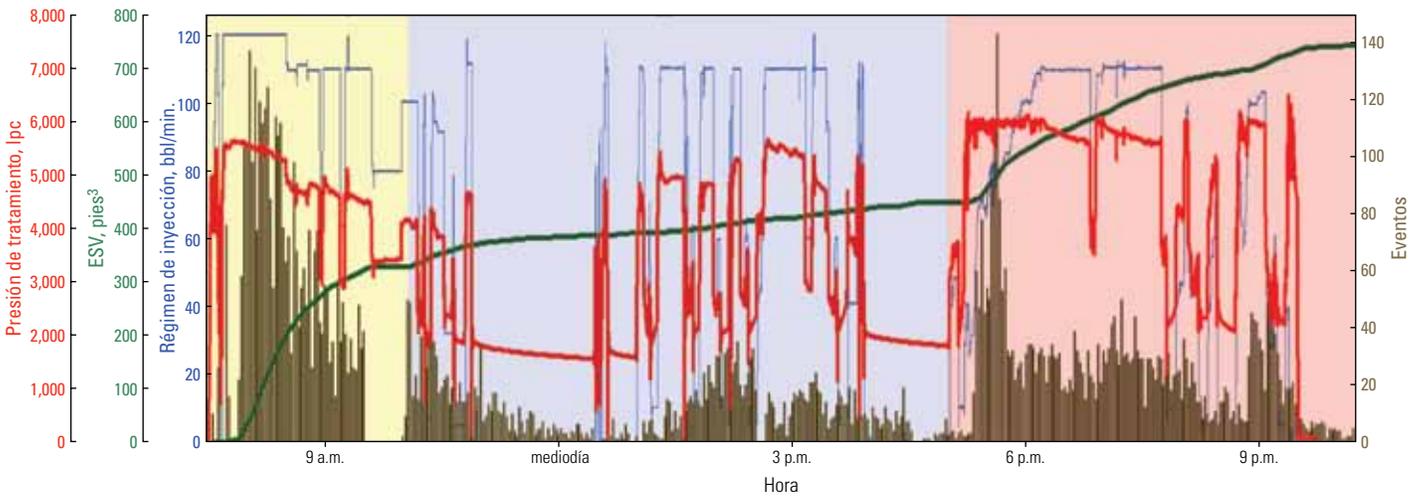
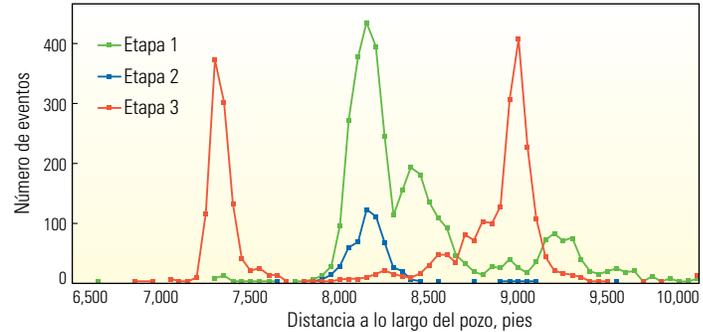
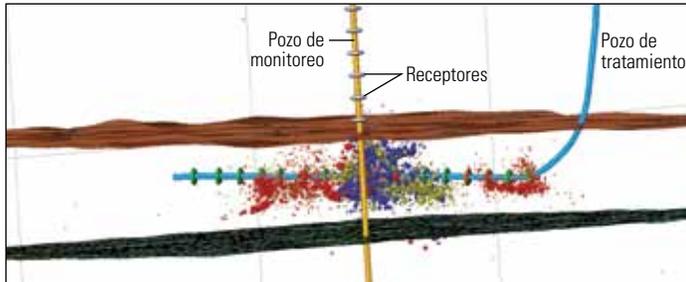
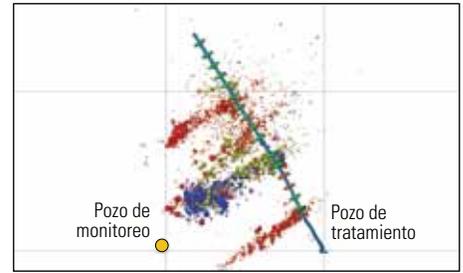
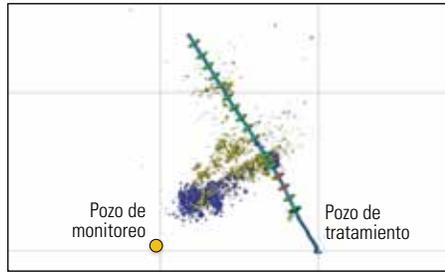
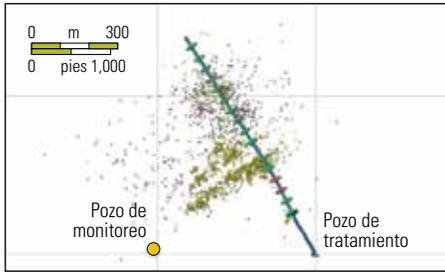
15. Olsen TN, Bratton TR y Thiercelin MJ: "Quantifying Proppant Transport for Complex Fractures in Unconventional Formations," artículo SPE 119300, presentado en la Conferencia de Tecnología de Fracturamiento Hidráulico de la SPE, The Woodlands, Texas, EUA, 19 al 21 de enero de 2009.

16. Potapenko DI, Tinkham SK, Lecerf B, Fredd CN, Samuelson ML, Gillard MR, Le Calvez JH y Daniels JL: "Barnett Shale Refracture Stimulation Using a Novel Diversion Technique," artículo SPE 119636, presentado

en la Conferencia de Tecnología de Fracturamiento Hidráulico de la SPE, The Woodlands, Texas, EUA, 19 al 21 de enero de 2009.

17. Para obtener más información sobre las lutitas gasíferas como rocas generadoras, consulte: Boyer C, Kieschnick J, Suárez-Rivera R, Lewis RE y Waters G: "Producción de gas desde su origen," *Oilfield Review* 18, no. 3 (Invierno de 2006/2007): 36-49.

18. Potapenko et al, referencia 16.  
19. Potapenko et al, referencia 16.



^ Tratamiento de re-estimulación de divergencia en la Formación Barnett Shale. Los eventos microsísmicos fueron registrados en un pozo horizontal durante la terminación original y las tres etapas de re-estimulación. Los eventos correspondientes a la Etapa 1 (dorado, extremo superior izquierdo) se muestran en la vista en planta con los eventos de la terminación original (gris). Los eventos de la Etapa 2 (azul, extremo superior central) estimularon las mismas porciones intermedia e inferior del pozo que la Etapa 1. Después de un tratamiento agresivo de divergencia, la Etapa 3 (rojo, extremo superior derecho) estimuló las secciones nuevas alrededor del pozo (centro a la derecha). La vista en profundidad de los eventos sísmicos de las tres etapas (centro a la izquierda) indica además las formaciones límite, ubicándose la Caliza Marble Falls por encima y la Caliza Viola por debajo. Estas etapas de inyección incluyeron varias etapas de divergencia con fibras, que afectaron el régimen de inyección (azul, extremo inferior) y la presión de tratamiento (rojo). El rápido incremento del volumen ESV (verde) se produjo después del tratamiento agresivo de divergencia a las 5:30 p.m. aproximadamente. Los colores del fondo se corresponden con los colores de los eventos en las tres etapas.

dad medida de 2,254 y 2,304 m [7,396 y 7,560 pies]. El monitoreo microsísmico de esa operación original con agua oleosa indicó que el talón y las secciones medias laterales inferiores eran las más estimuladas.

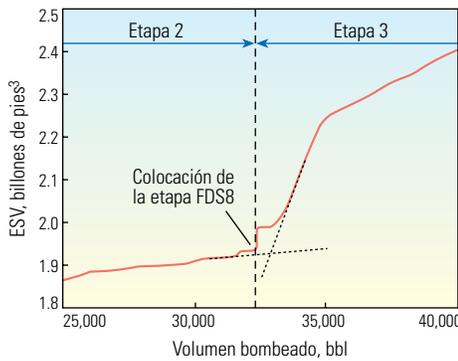
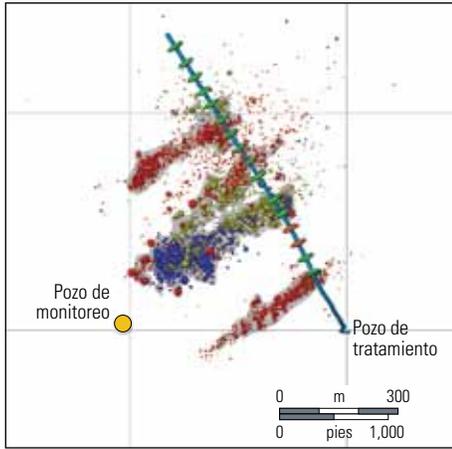
A fines del año 2007 la producción del pozo había declinado en un factor de cuatro respecto del valor original. La compañía operadora refracturó este pozo, utilizando el procedimiento StimMORE

para monitorear la operación y desviar el fluido de fracturamiento del área ya estimulada. El primer paso consistió en agregar dos grupos de disparos más, a una profundidad de 2,350 y 2,398 m [7,711 y 7,866 pies], en el hueco existente entre las zonas disparadas previamente.

En la operación se utilizaron 7,571 m<sup>3</sup> [2 millones de galones] de agua oleosa y 454,000 kg [1 millón de lbm] de arena, incluyendo apunta-

lantes malla 100, 40/70 y 10/40. El tratamiento comprendió 3 etapas de inyección de apuntalante en las que se aplicó un total de 11 etapas de agente divergente con fibras.

El pozo de observación utilizado en la operación de monitoreo del tratamiento de fracturamiento original fue utilizado nuevamente. El arreglo de geófonos de ese pozo constaba de ocho estaciones en intervalos de 30.5 m [100 pies].



^ Volumen ESV en la re-estimulación de la Formación Barnett. Los microsismos del tratamiento de estimulación original (puntos pequeños, *extremo superior*) se muestran junto con los resultados de la re-estimulación. Los eventos de la Etapa 1 (dorado) se muestran con la envolvente ESV rodeándolos. Los eventos de la Etapa 2 (azul) incorporaron algo de volumen estimulado en la misma zona del pozo que la tratada con la Etapa 1. La primera etapa de divergencia, durante la Etapa de inyección 3, desvió el apuntalante hacia las zonas nuevas del pozo. La colocación de apuntalante en esta etapa de divergencia produjo un incremento rápido del volumen ESV, y la tasa de incremento permanente fue mayor que en la etapa previa (*extremo inferior*).

Durante la primera etapa de inyección, la actividad microsísmica indicó que la estimulación por fracturamiento se había producido en la región media lateral inferior a superior del pozo ([página anterior](#)). La Etapa de inyección 2 comenzó con dos etapas conservadoras de divergencia de fibras (FDS), seguida más adelante dentro de esta misma etapa por otras cinco. Las iteraciones del contenido de fibras y el tamaño del tapón se diseñaron utilizando el software StimMORE Advisor. El proceso de inyección continuó para estimular la misma zona del yacimiento, como lo indicaron los eventos monitoreados.

La tercera etapa se inició con un tratamiento más agresivo de divergencia de fibras que fue diseñado asumiendo un ancho más grande de apertura de la fractura. En esta etapa, la FDS8, se utilizó una lechada con una carga de sólidos mayor que las previas. La presión de tratamiento se incrementó en aproximadamente 500 lpc [3.4 MPa], lo cual indicó el cierre de algunos trayectos de fracturamiento y la apertura de otros nuevos. El monitoreo StimMAP Live mostró la existencia de actividad en los nuevos segmentos, cercanos tanto al talón como a la punta del pozo. Estas zonas de fracturamiento nuevas siguen el mismo azimut que las fracturas previas de este pozo; es decir, N55°E. Como lo indicó el proceso de monitoreo permanente, ninguno de los tres tratamientos adicionales logró desviar la fractura hacia otras áreas.

El volumen ESV indica un incremento del contacto durante la Etapa de inyección 1 pero sólo un crecimiento lento del sistema durante la Etapa 2. El volumen ESV se incrementó rápidamente cuando se ejecutó la etapa FDS8, a lo que siguió una tasa más alta de incremento del volumen ESV durante la Etapa 3. La visualización StimMAP Live también puede mostrar el volumen ESV como una superficie en torno a los eventos microsísmicos ([arriba, a la izquierda](#)).

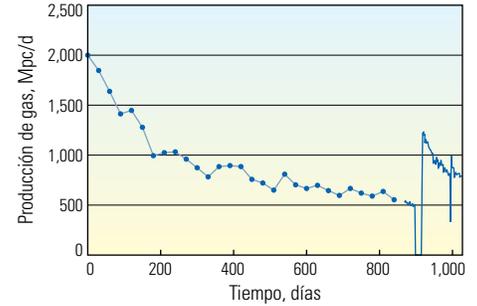
El tratamiento de re-estimulación resultó exitoso ([arriba, a la derecha](#)). El régimen de producción de gas prácticamente se duplicó y un análisis efectuado por el operador indicó un incremento potencial de las reservas recuperables de 7 MMm<sup>3</sup> [250 MMpc].

#### Estimulación de las direcciones futuras

El monitoreo MSM es una medición relativamente nueva y aún se están desarrollando técnicas de interpretación. La industria está tomando conciencia de su potencial y se está esforzando por aplicarla en diversas áreas:

- la comprensión de los riesgos geológicos (por ejemplo, las fallas activas) para la planeación de pozos nuevos
- la comprensión del crecimiento y la complejidad de las fracturas y su incorporación en un contexto de atributos sísmicos y mapas de esfuerzos
- la incorporación de las mediciones de fracturas inducidas en base al monitoreo MSM en los flujos de trabajo ingeniería de yacimientos y producción.

El número creciente de pozos horizontales perforados en yacimientos tales como Barnett Shale tarde o temprano conducirá a su utilización como pozos de monitoreo. La mayor parte de



^ Incremento de la producción de gas después del tratamiento de re-estimulación. El régimen de producción de gas declinó hasta alcanzar casi una cuarta parte de su valor inicial antes de re-estimular el pozo; subsiguientemente se incrementó superando los 1,200 Mpc/D [34 millones de m<sup>3</sup>/d].

los métodos de análisis MSM asumen la existencia de un pozo de monitoreo casi vertical, de manera que deberán ser modificados para incluir la geometría.

Los métodos utilizados en la medición MSM también se aplican a otras áreas de la actividad de producción. El monitoreo sísmico pasivo utiliza receptores acústicos instalados en forma permanente para detectar eventos microsísmicos durante un tiempo considerable. Los eventos acústicos detectados durante este marco temporal provienen de cambios que tienen lugar en el yacimiento en relación con cambios producidos en la presión de los fluidos, cambios de temperatura, así como procesos de compactación y subsidencia de la formación relacionados con la producción.

Uno de los objetivos de la industria es poder colocar los receptores en un pozo de tratamiento y eliminar la necesidad de contar con un pozo de monitoreo independiente. Ya se ha experimentado cierto grado de éxito en la detección de eventos inmediatamente después de detenerse el bombeo, captándose los últimos microsismos causados por la presión elevada que aún perdura en la fractura y los poros. No obstante, el ruido de los fluidos que fluyen a través del pozo de tratamiento ha frustrado los esfuerzos para proceder al monitoreo durante el tratamiento. La calma sinfónica microsísmica es perturbada por los movimientos más ruidosos que tienen lugar en el pozo.

En general, durante la última década, la industria ha progresado considerablemente en materia de técnicas de monitoreo microsísmico. La capacidad para procesar y exhibir los eventos rápidamente ha convertido al método en una herramienta eficaz para dirigir el movimiento de las fracturas en tiempo real. —MAA