

La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas

Un adecuado conocimiento de la geometría y el comportamiento de las fracturas hidráulicas permite a los equipos a cargo de los activos de las compañías operadoras aumentar la efectividad de los tratamientos de estimulación, la productividad de los pozos y la recuperación de los hidrocarburos. Si bien los métodos sísmicos de caracterización de fracturas hidráulicas existen desde hace varios años, los nuevos equipos y técnicas de procesamiento sísmico hacen que este tipo de monitoreo sea hoy más efectivo que en el pasado.

Les Bennett
Joël Le Calvez
David R. (Rich) Sarver
Kevin Tanner
College Station, Texas, EUA

W.S. (Scott) Birk
George Waters
Oklahoma City, Oklahoma, EUA

Julian Drew
Gwénola Michaud
Paolo Primiero
Sagamihara, Kanagawa, Japón

Leo Eisner
Rob Jones
David Leslie
Michael John Williams
Cambridge, Inglaterra

Jim Govenlock
Chesapeake Operating, Inc.
Oklahoma City, Oklahoma

Richard C. (Rick) Klem
Sugar Land, Texas

Kazuhiko Tezuka
JAPEX
Chiba, Japón

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Gilles Le Floch, Montrouge, Francia; y a Bill Underhill, Houston.

DataFRAC, FMI (generador de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total), HFM (Monitoreo de Fracturas Hidráulicas), StimMAP y VSI (herramienta de generación de Imágenes Sísmicas Versátil) son marcas de Schlumberger. PS³ es una marca de Vetco Gray, ahora propiedad de Schlumberger. SAM43 es una marca de Createch. Primacord es una marca de Dyno Nobel Incorporated.

Muchos de los grandes yacimientos de alta permeabilidad del mundo se están acercando al fin de sus vidas productivas. Cada vez con más frecuencia, los hidrocarburos que abastecen combustible a las diferentes naciones y economías del mundo provendrán de yacimientos de baja permeabilidad y esas formaciones compactas requieren tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico para producir a regímenes económicos.

En EUA solamente, las compañías operadoras invirtieron aproximadamente USD 3,800 millones en tratamientos de fracturamiento hidráulico en el año 2005.¹ Está previsto que esta erogación enorme se incremente en el futuro cercano y se difunda por todo el mundo. Las compañías necesitan herramientas que les ayuden a determinar el grado de éxito de las fracturas hidráulicas relacionado con la producción de los pozos y el desarrollo de los campos petroleros. Para ello es preciso que estas herramientas provean información sobre la conductividad, geometría, complejidad y orientación de las fracturas hidráulicas.

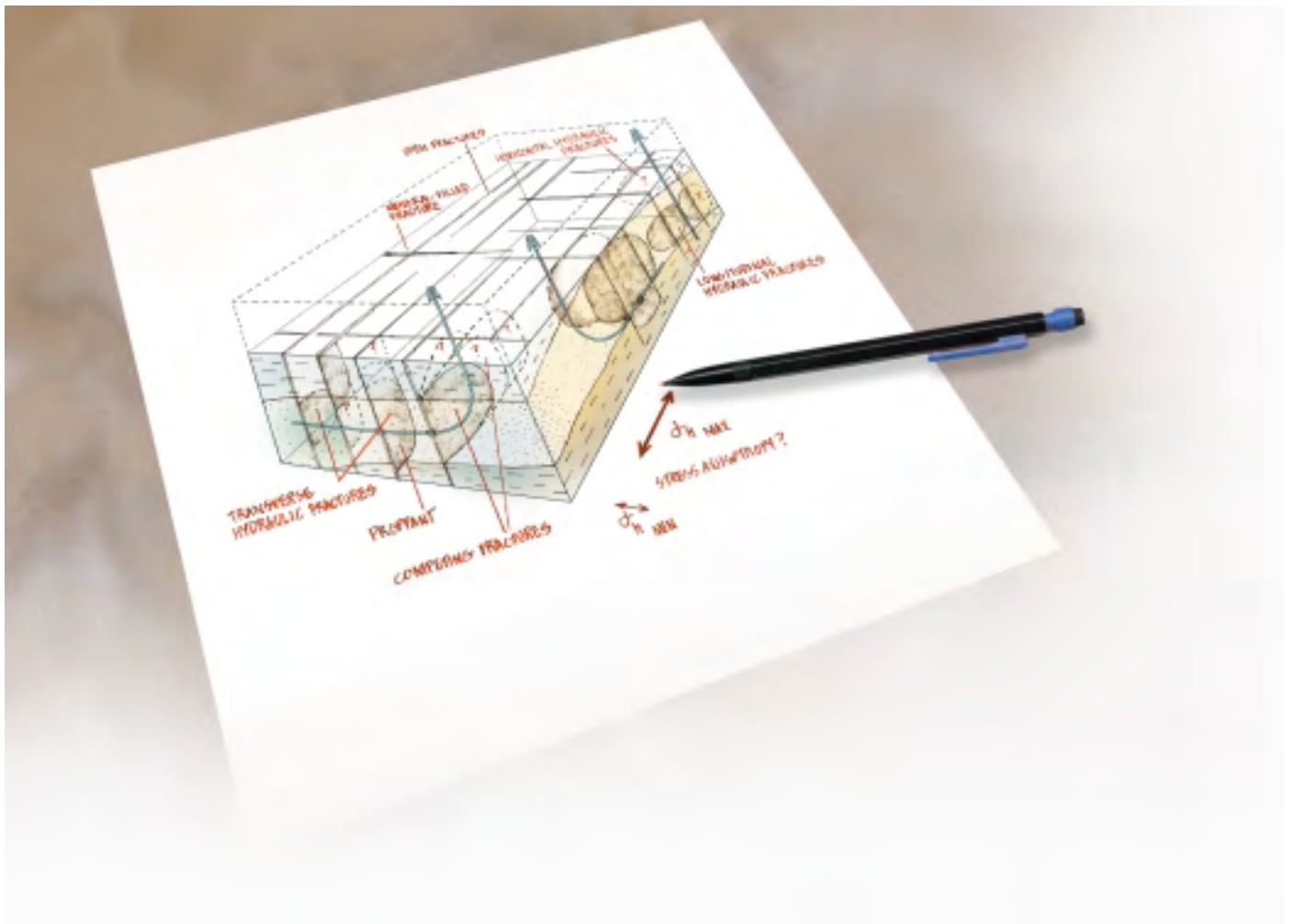
Si bien rutinariamente se utilizan métodos indirectos de respuestas de pozos—modelado de fracturas utilizando análisis de la presión neta, pruebas de pozos y análisis de datos de producción—para inferir la geometría y productividad de las fracturas hidráulicas, ahora es factible obtener mediciones de la respuesta de la formación al fracturamiento para cuantificar la geometría, complejidad y orientación de las fracturas.² Este artículo analiza la importancia de caracterizar las fracturas hidráulicas a la hora de intentar optimizar los regímenes de produc-

ción y la recuperación de hidrocarburos de un campo. En particular, se destaca un método de monitoreo de las fracturas hidráulicas que utiliza tecnologías sísmicas, incluyendo la adquisición, procesamiento e interpretación de datos, y algunas complejidades asociadas. La técnica de monitoreo microsísmico de las fracturas hidráulicas se ilustra utilizando algunos ejemplos de campo de EUA y Japón, que representan dos ambientes de fracturamiento diferentes.

Estimulación por fracturamiento hidráulico

Desde la primera operación intencional de estimulación de un yacimiento por fracturamiento hidráulico, ejecutada a fines de la década de 1940, los ingenieros y científicos han procurado comprender la mecánica y geometría de las fracturas creadas hidráulicamente.³ Si bien el incremento de la productividad o inyectividad de un yacimiento estimulado puede implicar el éxito de un tratamiento, no necesariamente significa que los modelos de yacimiento y fracturamiento hayan pronosticado correctamente el resultado.

Siempre deben considerarse las características del yacimiento a la hora de diseñar los tratamientos de fracturamiento hidráulico. En yacimientos de permeabilidad moderada a alta, el objetivo de las fracturas es mejorar la producción sorteando el daño de formación en la región vecina al pozo.⁴ En estos yacimientos, la característica más importante de la fractura es su conductividad adimensional; una función que incluye el ancho, la permeabilidad y la longitud de la fractura, además de la permeabilidad de la matriz de la formación. En yacimientos permea-



bles pero débilmente consolidados, los métodos de fracturamiento se utilizan en conjunto con los tratamientos de empaque de grava para reducir la caída de presión y las velocidades del flujo en las adyacencias de un pozo durante la producción, y de este modo mitigar la producción de arena.⁵

En yacimientos de baja permeabilidad, sin lugar a dudas el tipo de yacimiento más comúnmente estimulado por fracturamiento hidráulico, los especialistas de la industria han

establecido que la longitud de la fractura es el factor decisivo en lo que respecta al incremento de la productividad y la recuperación.⁶ Desde el punto de vista del desarrollo de los yacimientos, contar con un conocimiento razonable de la geometría y la orientación de las fracturas hidráulicas es crucial para determinar el espaciamiento entre pozos y concebir estrategias de desarrollo de campos petroleros concebidas para extraer más hidrocarburos.⁷ Además, el mode-

lado de yacimientos se mejora con un profundo conocimiento de las fracturas hidráulicas efectuadas en un campo.⁸

Las fracturas naturales, que a menudo constituyen el mecanismo primario para el flujo de fluido en yacimientos de baja permeabilidad, comprometen severamente la capacidad para predecir la geometría de las fracturas hidráulicas y el efecto de las operaciones de estimulación sobre la producción y el drenaje. La comprensión de la forma en que las fracturas creadas hidráulicamente interactúan con los sistemas de fracturas naturales—abiertos y con rellenos de minerales—requiere el conocimiento de los tipos de fracturas tanto hidráulicas como naturales.

Las fracturas hidráulicas tienden a propagarse de acuerdo con las direcciones de los esfuerzos actuales y los planos de debilidad preexistentes, tales como las fracturas naturales. Las orientaciones de los sistemas de fracturas naturales reflejan los regímenes de esfuerzos antiguos y posiblemente localizados.

En yacimientos de baja permeabilidad, los efectos combinados de las fracturas naturales e hidráulicas son en gran medida responsables del

1. Spears R: "Oilfield Market Report 2005," Spears & Associates, Inc., <http://www.spearsresearch.com/> (Se accedió el 14 de octubre de 2005).
 2. Barree RD, Fisher MK y Woodroof RA: "A Practical Guide to Hydraulic Fracture Diagnostic Technologies," artículo de la SPE 77442, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, 29 de septiembre al 2 de octubre de 2002.
 Cipolla CL y Wright CA: "Diagnostic Techniques to Understand Hydraulic Fracturing: What? Why? and How?" artículo de la SPE 59735, presentado en el Simposio de Tecnología del Gas de las SPE/CERI, Calgary, 3 al 5 de abril de 2000.
 3. Brady B, Elbel J, Mack M, Morales H, Nolte K y Poe B: "Cracking Rock: Progress in Fracture Treatment Design," *Oilfield Review* 4, no. 4 (Octubre de 1992): 4–17.
 4. Meng HZ: "Design of Propped Fracture Treatments," en Economides MJ y Nolte KG (eds): *Reservoir Stimulation*. Servicios Educativos de Schlumberger: Houston, 1987.

5. Ali S, Norman D, Wagner D, Ayoub J, Desroches J, Morales H, Price P, Shepherd D, Toffanin E, Troncoso J y White S: "Método combinado de estimulación y control de la producción de arena," *Oilfield Review* 14, no. 2 (Otoño de 2002): 32–53.
 6. Meng, referencia 4.
 7. Peterman F, McCarley DL, Tanner KV, Le Calvez JH, Grant WD, Hals CF, Bennett L y Palacio JC: "Hydraulic Fracture Monitoring as a Tool to Improve Reservoir Management," artículo de la SPE 94048, presentado en el Simposio de Operaciones de Producción de la SPE, Oklahoma City, Oklahoma, 16 al 19 de abril de 2005.
 8. Aly AM, El-Banbi AH, Holditch SA, Wahdan M, Salah N, Aly NM y Boerrigter P: "Optimization of Gas Condensate Reservoir Development by Coupling Reservoir Modeling and Hydraulic Fracturing Design," artículo de la SPE 68175, presentado en la Muestra y Conferencia del Petróleo de Medio Oriente de la SPE, Bahrain, 17 al 20 de marzo de 2001.

mejoramiento de la productividad de los pozos horizontales cuando se compara con la producción de pozos verticales.⁹ Las características de ambos tipos de fracturas dictaminan el azimut preferencial en el que deberían perforarse los pozos altamente desviados y horizontales. Teóricamente, en un pozo horizontal perforado en sentido paralelo a la dirección del esfuerzo horizontal máximo, las operaciones de estimulación hidráulica producen una sola fractura longitudinal a lo largo del pozo horizontal. Este escenario simplifica el flujo de fluido fuera del pozo durante el tratamiento de estimulación y dentro del pozo durante la producción. No obstante, dependiendo de las características y orientaciones de los sistemas de fracturas naturales, una estrategia de fracturamiento hidráulico transversal puede traducirse efectivamente en un incremento de la productividad, en particular cuando se estimulan zonas múltiples.¹⁰

Si bien es posible lograr un buen conocimiento de los sistemas de fracturas naturales existentes, nuestra capacidad para determinar la geometría y las características de las fracturas hidráulicas es limitada. Las discontinuidades geológicas, tales como las fracturas y fallas, pueden dominar la geometría de las fracturas al punto tal de dificultar la predicción del comportamiento de las fracturas hidráulicas. Ciertamente, la industria de exploración y producción (E&P) aún tiene mucho por aprender acerca de las fracturas hidráulicas.

Caracterización de las complejidades

Algo más que simple curiosidad impulsa a los ingenieros y científicos de la industria del petróleo y el gas a procurar comprender las fracturas hidráulicas. La estimulación por fracturamiento es un proceso costoso, que puede aportar enormes ganancias si se realiza correctamente. Sin embargo, para comprender la propagación de las fracturas hidráulicas se necesitan mediciones precisas del crecimiento, la geometría y la orientación de las fracturas. Estos datos proporcionan un punto de partida para que los equipos a cargo de los activos de las compañías evalúen el desempeño de la producción posterior a la operación de estimulación y optimicen los tratamientos de estimulación futuros, a fin de reducir el costo o incrementar la efectividad de la estimulación o para lograr ambos objetivos. Esta información se puede utilizar luego para guiar las estrategias de desarrollo de yacimientos.

Las fracturas provenientes de pozos horizontales y verticales se pueden propagar verticalmente fuera de la zona a la que están destinadas, reduciendo la efectividad de la operación de estimulación, desperdiciando

potencia, apuntalante y fluidos, y conectándose potencialmente con otras etapas de fracturamiento hidráulico o con intervalos de agua o gas no deseados. La dirección de propagación lateral depende en gran medida del régimen de esfuerzos locales horizontales, pero en áreas en las que la anisotropía de los esfuerzos locales horizontales es baja o en yacimientos naturalmente fracturados, el crecimiento de la fractura puede ser difícil de modelar. En zonas someras, pueden desarrollarse fracturas hidráulicas horizontales porque el componente de esfuerzo vertical—el peso de los estratos de sobrecarga—es mínimo. Una fractura hidráulica horizontal reduce la efectividad del tratamiento de estimulación porque es muy probable que se forme a lo largo de los planos de debilidad horizontales—presumiblemente entre las capas de la formación—y que se alinee preferentemente con la permeabilidad vertical de la formación, que es habitualmente mucho más baja que la permeabilidad horizontal.

Después de iniciada una fractura hidráulica, el grado en que crece lateral o verticalmente depende de numerosos factores, tales como el esfuerzo de confinamiento, la pérdida de fluido de fractura, la viscosidad del fluido, la solidez de la fractura y el número de fracturas naturales presentes en el yacimiento.¹¹ Todos los modelos de fracturas hidráulicas fallan en lo que respecta a la predicción precisa del comportamiento de las fracturas y, en muchos casos, fallan completamente; en general, como resultado de la información y las suposiciones incorrectas utilizadas en los modelos. Sin embargo, el modelado es una herramienta necesaria en la ingeniería de las fracturas.

Los ingenieros especialistas en estimulación utilizan simuladores de fracturas hidráulicas para diseñar y pronosticar los tratamientos de estimulación por fracturamiento óptimos. Los datos de entrada básicos para estos modelos incluyen las propiedades de los fluidos y de los apuntalantes, el esfuerzo de cierre, la presión de poro, la permeabilidad de la formación y las propiedades mecánicas de las rocas, tales como la relación de Poisson y el módulo de Young. El riesgo de que el tratamiento sea inadecuado aumenta cuando el diseño se efectúa utilizando parámetros estimados y no medidos. Los equipos a cargo de los activos de las compañías pueden adoptar medidas para reducir este riesgo, mediante la utilización de mejores modelos y la caracterización más exhaustiva del yacimiento y de los esfuerzos asociados. Estas medidas pueden incluir la estimación de propiedades petrofísicas y mecánicas derivadas de los registros, la obtención de información de esfuerzos de pozos y fracturas

naturales a partir de imágenes de la pared del pozo, y la medición directa de los esfuerzos a través de la implementación del servicio de determinación de datos de fracturas DataFRAC.

El modelado de las fracturas constituye una parte necesaria del diseño de los tratamientos de estimulación y del proceso de mejoramiento. No obstante, hasta los modelos más complejos resultan deficientes en términos de predicción de la realidad.¹² En los últimos 15 años aproximadamente, la industria petrolera ha comprendido que las fracturas hidráulicas son mucho más complejas que las fracturas de un solo plano y dos alas que se ven en los modelos. Los conocimientos actuales de las geometrías reales de las fracturas, obtenidos a partir de excavaciones de rocas en zonas hidráulicamente fracturadas en minas o de núcleos cortados a través de fracturas (*minebacks*, *core-throughs*) y miles de rasgos mapeados, han demostrado complejidades casi ilimitadas, que abarcan desde la asimetría de las fracturas hasta la creación de fracturas múltiples que compiten entre sí.¹³

Dadas las complejidades introducidas por la presencia de los sistemas de fracturas naturales, la heterogeneidad de los yacimientos y la anisotropía de los esfuerzos, existen pocos motivos para creer que una fractura inducida hidráulicamente mantiene la simetría a medida que se

9. Hashemi A y Gringarten AC: "Comparison of Well Productivity Between Vertical, Horizontal and Hydraulically Fractured Wells in Gas-Condensate Reservoirs," artículo de la SPE 94178, presentado en la Conferencia Anual de la SPE Europec/EAGE, Madrid, España, 13 al 16 de junio de 2005.
10. Brown E, Thomas R y Milne A: "The Challenge of Completing and Stimulating Horizontal Wells," *Oilfield Review* 2, no. 3 (Julio de 1990): 52–63.
11. La propagación de la fractura se produce cuando el factor de intensidad del esfuerzo excede el grado de solidez de la fractura cerca de su extremo. La solidez de la fractura, o el factor de intensidad del esfuerzo crítico, se puede medir en el laboratorio mediante la ejecución de pruebas de explosión en núcleos.
12. Barree et al, referencia 2.
Wright CA, Weijers L, Davis EJ y Mayerhofer M: "Understanding Hydraulic Fracture Growth: Tricky but Not Hopeless," artículo de la SPE 56724, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, 3 al 6 de octubre de 1999.
13. Peterson RE, Warpinski NR, Lorenz JC, Garber M, Wolhart SL y Steiger RP: "Assessment of the Mounds Drill Cuttings Injection Disposal Domain," artículo de la SPE 71378, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, 30 de septiembre al 3 de octubre de 2001.
Jeffery RG, Settari A y Smith NP: "A Comparison of Hydraulic Fracture Field Experiments, Including Mineback Geometry Data, with Numerical Fracture Model Simulations," artículo de la SPE 30508, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, 22 al 25 de octubre de 1995.
14. 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.
15. Cipolla y Wright, referencia 2.
16. Barree et al, referencia 2.

Capacidades y limitaciones del diagnóstico de fracturas

Técnicas Determina Puede determinar No puede determinar

Grupo	Método de diagnóstico de fracturas	Limitaciones principales	Capacidad para estimar							
			Longitud	Altura	Asimetría	Ancho	Azimuth	Echado	Volumen	Conductividad
Campo lejano, durante el tratamiento de fracturamiento	Mapeo con inclinómetro de superficie	<ul style="list-style-type: none"> No puede resolver dimensiones de fracturas individuales y complejas La resolución de mapeo se reduce con la profundidad (azimut de la fractura $\pm 3^\circ$ a una profundidad de 3,000 pies y $\pm 10^\circ$ a una profundidad de 10,000 pies) 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Mapeo con inclinómetro de fondo de pozo	<ul style="list-style-type: none"> La resolución de la longitud y la altura de la fractura disminuye al aumentar la distancia al pozo de observación Limitado por la disponibilidad de pozos de observación potenciales No se dispone de información sobre distribución del apuntalante y geometría efectiva de la fractura 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Mapeo microsísmico	<ul style="list-style-type: none"> Limitado por la disponibilidad de pozos de observación potenciales Depende de la corrección del modelo de velocidad No se dispone de información sobre distribución del apuntalante y geometría efectiva de la fractura 	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Región vecina al pozo, después del tratamiento de fracturamiento	Trazadores radiactivos	<ul style="list-style-type: none"> Medición en el volumen de la región vecina al pozo Provee sólo un límite inferior para la altura de la fractura si la fractura y la trayectoria del pozo no están alineadas 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Adquisición de registros de temperatura	<ul style="list-style-type: none"> La conductividad térmica de las diferentes formaciones puede variar, sesgando los resultados de los registros de temperatura El registro posterior al tratamiento requiere pasos múltiples dentro de las 24 horas posteriores al tratamiento Provee sólo un límite inferior para la altura de la fractura si la fractura y la trayectoria del pozo no están alineadas 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Adquisición de registros de producción	<ul style="list-style-type: none"> Provee información sólo sobre zonas o disparos que contribuyen a la producción en aplicaciones en pozo entubado 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Adquisición de registros de imágenes de la pared del pozo	<ul style="list-style-type: none"> Sólo se corre en agujero descubierto Provee la orientación de la fractura sólo cerca del pozo 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Video de fondo de pozo	<ul style="list-style-type: none"> Se corre mayormente en pozos entubados y provee información sólo sobre zonas o disparos que contribuyen a la producción en aplicaciones en pozo entubado Muchos poseen aplicaciones en agujero descubierto 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Basado en modelos	Análisis de fracturas por presión neta	<ul style="list-style-type: none"> Los resultados dependen de las suposiciones del modelo y de la descripción del yacimiento Requiere "calibración" con observaciones directas 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Pruebas de pozos	<ul style="list-style-type: none"> Los resultados dependen de las suposiciones del modelo Requiere estimaciones precisas de la permeabilidad y de la presión de yacimiento 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Análisis de producción	<ul style="list-style-type: none"> Los resultados dependen de las suposiciones del modelo Requiere estimaciones precisas de la permeabilidad y de la presión de yacimiento 	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

^ Capacidades y limitaciones de las técnicas de diagnóstico de fracturas hidráulicas indirectas y directas. (Adaptado de Cipolla y Wright, referencia 2).

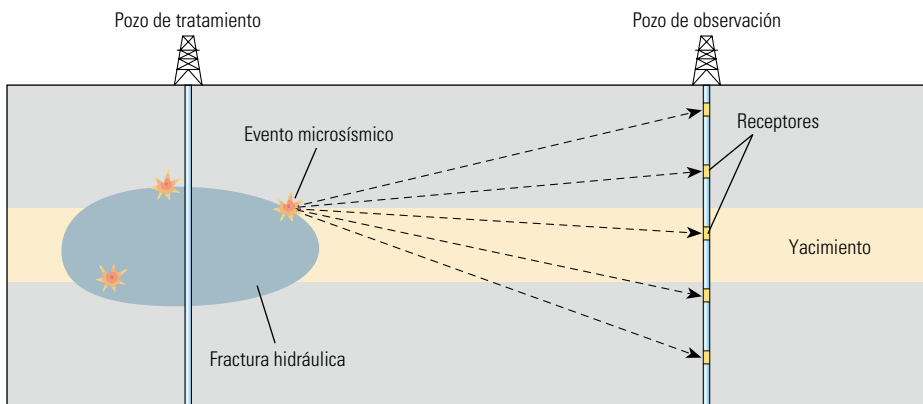
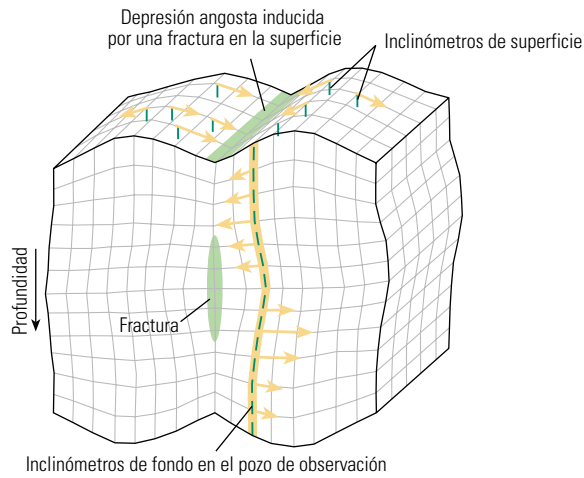
propaga dentro de la formación. Las fracturas hidráulicas asimétricas forman esquemas de drenaje asimétricos que deben considerarse a la hora de planificar las operaciones de perforación de pozos de desarrollo y modelar el flujo de fluido dentro del yacimiento. Además, el comportamiento inesperado de las fracturas hidráulicas puede producirse en yacimientos agotados o durante las operaciones de refracturamiento.¹⁴

Evaluación y monitoreo

Existen diversos métodos para evaluar la geometría de las fracturas hidráulicas antes, durante y después de la creación de la fractura (arriba).¹⁵ La precisión de las técnicas indirectas de respuestas de pozos está relacionada con la precisión de los modelos de fracturas y yacimientos que generan la predicción. Sin lugar a dudas,

la forma más común de juzgar la eficacia de la aplicación del tratamiento y su geometría resultante es a través de la realización de un análisis de la presión neta del tratamiento de fracturamiento inmediatamente después, o incluso durante, el tratamiento. El resultado de este análisis está íntimamente relacionado con la presión del tratamiento y, en consecuencia, se deteriora cuando no se cuenta con datos de presión de fondo de pozo reales. Desafortunadamente, en un gran porcentaje de las operaciones, la presión del tratamiento se mide en la superficie—corregida por la carga hidrostática y las caídas de presión por fricción dentro de la tubería. La presión del tratamiento se mide con más precisión en el fondo del pozo; sin embargo, hasta los datos de presión de tratamiento precisos no reflejan necesariamente la geometría de la fractura.¹⁶

Otra forma indirecta de deducir la geometría de las fracturas hidráulicas es mediante la utilización de datos de producción posteriores al tratamiento. Este método determina la productividad de los pozos y se representa como una geometría efectiva de las fracturas que refleja la porción de la fractura hidráulica que está abierta, que se limpia y contribuye a la producción. Realizar el análisis puede requerir entre meses y años de historia de producción, y es posible que la geometría de la fractura que ha sido limpiada resulte sustancialmente diferente de la geometría de la fractura creada hidráulicamente. La geometría de producción efectiva es importante para la estimación de la producción pero, en general, subestimaré la longitud de la fractura hidráulica.



▲ Inclinómetro y métodos microsísmicos de monitoreo de fracturas del campo lejano. Los inclinómetros (*extremo superior*) miden los cambios pequeños producidos en la inclinación de la Tierra. Cuando éstos se mapean, los inclinómetros muestran la deformación producida en respuesta a la creación de fracturas hidráulicas. Los inclinómetros pueden desplegarse en la superficie o en el fondo de un pozo de observación. El monitoreo microsísmico (*extremo inferior*) utiliza sensores multicomponentes sensibles en pozos de observación, para registrar los eventos microsísmicos, o las emisiones acústicas (EAs), causadas por la ruptura por cizalladura en las rocas durante los tratamientos de fracturamiento hidráulico. Los datos microsísmicos se procesan luego para determinar la distancia y el azimut existentes entre el receptor y la EA y la profundidad de la EA.

En forma similar al método de análisis de producción, la estimación de la geometría de la fractura a partir de métodos de pruebas de pozos—incremento y caída de presión—define la geometría de producción efectiva mejor que la creada hidráulicamente.

Se han utilizado métodos referidos a la región vecina al pozo para investigar la presencia de fracturas hidráulicas. Estos métodos incluyen trazadores radioactivos y registros de temperatura y producción. Si bien estas técnicas se utilizan ampliamente para detectar la presencia de fracturas hidráulicas y estimar la altura de las mismas, su limitación radica en que obtienen mediciones en una región situada en el pozo o cerca de éste, pudiendo no ser representativas de lo que sucede lejos del pozo.

Los avances registrados en el marcado de isótopos radioactivos durante los procesos de inyección y en los métodos de interpretación que utilizan cientos de canales espectrales, permiten

a los ingenieros de estimulación diferenciar mejor la colocación de fluidos y apuntalantes durante los tratamientos de estimulación de etapas múltiples. Los levantamientos de temperatura corridos después de los tratamientos de estimulación identifican las zonas de la región vecina al pozo que han sido enfriadas mediante la inyección de fluidos de fracturamiento y, por lo tanto, proveen una estimación de la altura de la fractura. Los registros de producción—mediciones tales como flujo de fluido, densidad del fluido y temperatura—se utilizan para identificar los intervalos de disparos que están abiertos y contribuyen al contraflujo o a la producción. Una respuesta de flujo positiva, desde un intervalo disparado, indica que la zona ha sido estimulada, especialmente si se compara favorablemente con registros de producción obtenidos previo al tratamiento. No obstante, la existencia de flujo hacia el interior del pozo desde un grupo de disparos, quizás no signifique que un intervalo específico

haya sido tratado en forma más efectiva porque los fluidos de yacimiento pueden fluir a través de las fracturas hidráulicas en comunicación de una zona a la siguiente.

En un esfuerzo por caracterizar mejor el comportamiento y la geometría de las fracturas hidráulicas lejos del pozo, dos técnicas de Monitoreo de Fracturas Hidráulicas (HFM, por sus siglas en inglés) demostraron ser enormemente exitosas. Estos métodos de mapeo de las fracturas del campo lejano incluyen los inclinómetros de superficie y de fondo de pozo y el monitoreo microsísmico (*izquierda*). Existentes desde hace más de una década, los inclinómetros miden la inclinación, o la deformación, inducida por las fracturas hidráulicas. Mediante la colocación de estos dispositivos en un arreglo de pozos someros—de 6 a 12 m [20 a 40 pies] de profundidad—se mide la deformación inducida por la creación de las fracturas. A partir de estos datos de superficie, se puede construir un mapa de la deformación en la superficie, lo que permite la estimación del azimut, el echado, la profundidad y el ancho de la fractura hidráulica.

Los inclinómetros de fondo de pozo se despliegan en los pozos de observación cercanos, a una profundidad similar a la de la fractura creada. Dado que esta técnica permite colocar los sensores mucho más cerca de una fractura que se propaga que el método de superficie, las mediciones de la geometría de la fractura tienden a ser más exactas e incluyen el azimut, la altura, la longitud y el ancho de la fractura.¹⁷ El éxito de los métodos que utilizan inclinómetros comúnmente depende de la relación espacial existente entre los inclinómetros—de superficie o de fondo de pozo—y el pozo de tratamiento.

El mapeo con inclinómetros de superficie presenta limitaciones a la hora de caracterizar las fracturas hidráulicas de más de 3,050 m

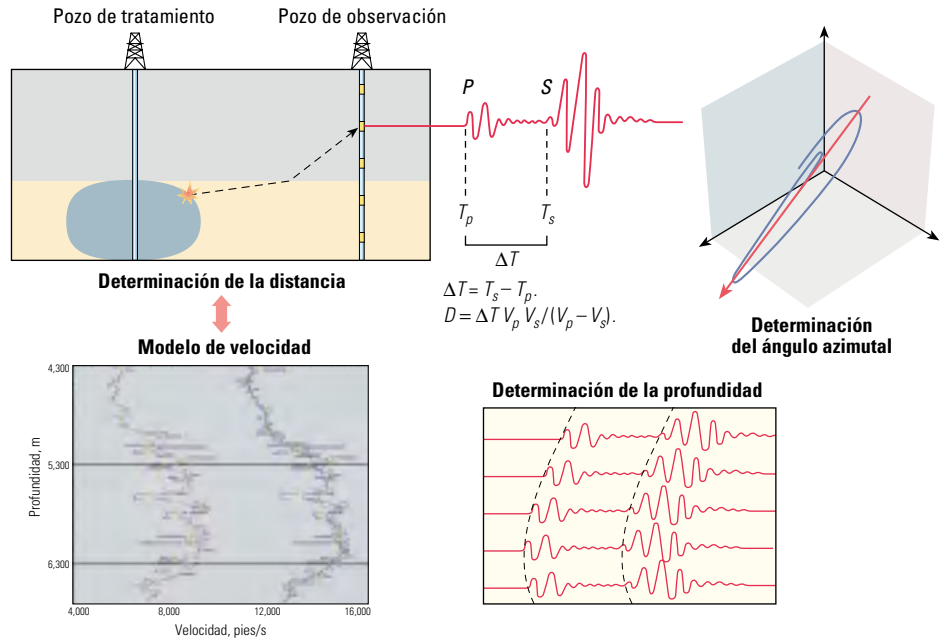
17. Barree et al, referencia 2.
Cipolla y Wright, referencia 2.
18. Albright JN y Pearson CF: "Acoustic Emissions as a Tool for Hydraulic Fracture Location: Experience at the Fenton Hill Hot Dry Rock Site," *SPE Journal* 22 (Agosto de 1982): 523–530.
19. Arroyo JL, Breton P, Dijkerman H, Dingwall S, Guerra R, Hope R, Hornby B, Williams M, Jiménez RR, Lastennet T, Tulett J, Leaney S, Lim T, Menkiti H, Puech J-C, Tcherkashnev S, Burg TT y Verliac M: "Excelentes datos sísmicos de pozos," *Oilfield Review* 15, no. 1 (Verano de 2003): 2–23.
20. . Warpinski NR, Wolhart SL y Wright CA: "Analysis and Prediction of Microseismicity Induced by Hydraulic Fracturing," artículo de la SPE 71649, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, 30 de septiembre al 3 de octubre de 2001.
21. Le Calvez JH, Bennett L, Tanner KV, Grant WD, Nutt L, Jochen V, Underhill W y Drew J: "Monitoring Microseismic Fracture Development to Optimize Stimulation and Production in Aging Fields," *The Leading Edge* 24, no. 1 (Enero de 2005): 72–75.

[10.000 pies] de profundidad. Por regla general, los inclinómetros de fondo de pozo pierden su efectividad cuando la distancia entre la fractura hidráulica y el inclinómetro excede en tres veces la longitud de la fractura creada. Otro método, investigado por primera vez en 1982, monitorea el crecimiento y la geometría de las fracturas del campo lejano utilizando receptores sísmicos sensibles, tales como el generador de Imágenes Sísmicas Versátil VSI de Schlumberger, desplegado en los pozos cercanos para detectar los eventos microsísmicos.¹⁸

Rastreo del fisuramiento

Los eventos microsísmicos, o sismos pequeños, tienen lugar cuando el esfuerzo normal se reduce a lo largo de los planos de debilidad preexistentes hasta que se produce deslizamiento por cizalladura (o esfuerzo de corte). Estos movimientos de cizalladura emiten tanto ondas compresionales como ondas de corte, que pueden ser detectadas por geófonos. Sin embargo, muchos consideran que el fisuramiento de la roca debido a la tracción que se produce durante las operaciones de estimulación por fracturamiento, posee una contribución mínima a la actividad microsísmica detectable. Dado que esta zona de cizalladura acompaña al área del extremo de la fractura, la localización de la fuente de estas ondas en el espacio y en el tiempo permite a los ingenieros y científicos construir, durante el fracturamiento, un mapa de la fractura creada mediante la representación gráfica de la localización de las emisiones acústicas (EAs) con el tiempo. No obstante, también pueden generarse EAs lejos del extremo de la fractura, donde existe pérdida de fluido en la matriz o donde los cambios de esfuerzos producen deslizamiento por cizalladura en las fracturas naturales.

Para registrar las ondas compresionales y las ondas de corte, se colocan geófonos de componentes múltiples—por ejemplo, de tres componentes (3C)—en un pozo de observación a fin de determinar la localización de los eventos microsísmicos. La distancia existente hasta el evento puede calcularse mediante la medición de la diferencia en los tiempos de arribo entre las ondas compresionales o primarias (P) y las ondas de corte o secundarias (S). Además, el análisis de hodogramas que examinan el movimiento de las partículas de las ondas P , puede determinar el ángulo azimutal formado con respecto al evento. La profundidad del evento es restringida mediante la utilización de los retardos de los tiempos de arribo de las ondas P y S entre los receptores detectados en el pozo de observación (arriba, a la derecha). Esta técnica de localización requiere un modelo de velocidad preciso a



Localización de las emisiones acústicas. La distancia (D) existente hasta el evento se puede obtener mediante la medición de la diferencia (ΔT) entre el tiempo de arribo de la onda compresional o primaria (P) y el tiempo de arribo de la onda de corte o secundaria (S), T_p y T_s , respectivamente (extremo superior izquierdo). El valor D depende en gran medida del modelo de velocidad (extremo inferior izquierdo), usualmente descrito por las velocidades de las ondas P y S , V_p y V_s , respectivamente, de cada capa del modelo. La segunda coordenada, es decir el azimut existente hasta el evento microsísmico, se determina examinando el movimiento de las partículas de las ondas P , utilizando hodogramas (extremo superior derecho). La profundidad del evento microsísmico, la tercera coordenada, se obtiene examinando los retardos de los arribos de las ondas P y S entre los receptores, o curvatura, en el pozo de observación (extremo inferior derecho).

partir del cual calcular las posiciones de los eventos, un ambiente con bajo nivel de ruido, geófonos altamente sensibles para registrar los eventos microsísmicos, y un conocimiento de la ubicación y orientación exactas de los receptores. Si bien puede parecer simple, el proceso es complejo y desafiante.

La calidad de la caracterización de las fracturas hidráulicas está directamente relacionada con la calidad del modelo de velocidad, o la estructura de velocidad, sobre la que se basa la interpretación. Los modelos de velocidad iniciales habitualmente se construyen utilizando registros sísmicos de pozos, que describen los cambios de velocidad verticales que se producen en los pozos. No obstante, el tiempo que requiere una EA para ir desde la fuente—cerca de la fractura hidráulica—hasta el receptor y la dirección desde la cual ingresa en el receptor se ven afectados por la geología interpozo. Las mediciones sísmicas de pozos, tales como los perfiles sísmicos verticales (VSP, por sus siglas en inglés), proveen información de velocidad detallada en torno al pozo de observación. Los levantamientos VSP ayudan a relacionar el dominio del tiempo con el dominio de la profundidad y por lo tanto contribuyen a calibrar el modelo de velocidad. La herramienta VSI utilizada para adquirir los

datos VSP también registra los eventos microsísmicos, asegurando la consistencia en la adquisición, procesamiento e interpretación de los datos.¹⁹

El tipo de fluido de yacimiento también puede impactar la actividad microsísmica. Los factores asociados con los fluidos pueden reducir los cambios de esfuerzos y de presión de poro que tienen lugar en la formación durante el fracturamiento. El hecho de tener gas en la formación en lugar de líquidos menos compresibles reduce el área de actividad microsísmica. En consecuencia, hay quienes en la industria consideran que los yacimientos de gas producen una banda de eventos microsísmicos más estrecha, que define más claramente la geometría de la fractura.²⁰

Para localizar las EAs, se despliega una herramienta de monitoreo—habitualmente un arreglo de ocho geófonos 3C para la herramienta VSI—en un pozo de observación a 610 m [2.000 pies] de distancia del pozo de tratamiento y a una profundidad aproximadamente equivalente a la del intervalo de tratamiento. La colocación y geometría óptimas de la herramienta microsísmica dentro del pozo de observación dependen en gran medida de la estructura de velocidad adyacente, de manera que los modelos precisos del subsuelo ayudan a optimizar la configuración del monitoreo.²¹

Desafortunadamente, la configuración espacial ideal entre el pozo de tratamiento y los pozos de observación potenciales se da sólo en un porcentaje pequeño de casos. En consecuencia, existe un esfuerzo en curso para posibilitar la registración de las EAs provenientes de los pozos de tratamiento, los que representan un ambiente riguroso con altos niveles de ruido.

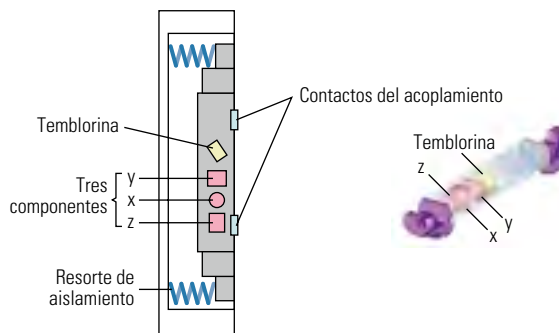
Los campos de petróleo en producción poseen numerosas fuentes de ruido que pueden tener un impacto negativo sobre la técnica HFM microsísmica, incluyendo el ruido eléctrico, la actividad de perforación y las operaciones de fracturamiento hidráulico llevadas a cabo en las adyacencias, o el fluido que fluye a través de los disparos en el pozo de observación. Gran parte del ruido puede ser eliminado en sitio o mediante filtrado adaptable, durante el procesamiento de los datos. Además, se puede lograr un mejoramiento de la respuesta sísmica a través de los avances registrados en la tecnología de adquisición.

Por ejemplo, la técnica HFM microsísmica de Schlumberger emplea el dispositivo VSI que provee excelente fidelidad vectorial (derecha).²² La herramienta VSI se despliega con cable eléctrico y utiliza tecnología triaxial en cada paquete de sensores, o lanzadera; habitualmente se despliegan ocho paquetes de sensores. Los sensores de la herramienta fueron diseñados para estar acústicamente aislados del cuerpo principal de la herramienta pero acústicamente acoplados a la tubería de revestimiento durante la operación HFM. Esto ayuda a minimizar el potencial de ruido y maximizar la calidad de los datos a la hora de registrar eventos microsísmicos muy pequeños. El número de secciones de sensores y su espaciamento dentro de la configuración de la herramienta VSI pueden ajustarse según los requerimientos.²³

El posicionamiento óptimo del arreglo de sensores debería determinarse utilizando técnicas de diseño de levantamientos de red.²⁴ Una vez que la herramienta VSI se coloca en la profundidad adecuada en un pozo de observación, el ingeniero HFM debe determinar la orientación de la herramienta para hacer uso de los datos del movimiento de las partículas para la determinación del ángulo azimutal. Esto se realiza mediante el monitoreo de un tiro o disparo, una cuerda explosiva u otra fuente sísmica en el pozo de tratamiento o en otro pozo cercano al pozo de tratamiento.²⁵ La utilidad de los disparos o de las cuerdas explosivas para calibrar los modelos de velocidad ha sido documentada.²⁶ No obstante, las velocidades basadas en disparos, a menudo son sustancialmente diferentes—a veces más altas, a veces más bajas—que las velocidades calculadas a partir de los datos sísmicos. Estas



< Medición de las emisiones acústicas. El generador de Imágenes Sísmicas Versátil VSI de Schlumberger (izquierda) utiliza acelerómetros de geófonos triaxiales (x, y, z) (derecha) que están acústicamente aislados del cuerpo de la herramienta por un resorte de aislamiento para adquirir datos sísmicos de alta fidelidad. El dispositivo VSI se acopla mecánicamente a la tubería de revestimiento o a la formación mediante un potente brazo de anclaje. La calidad del acoplamiento se puede probar utilizando una temblorina (shaker) interna antes de que comiencen las operaciones. Se pueden vincular entre sí hasta 40 paquetes de sensores, o lanzaderas, para incrementar la cobertura vertical; sin embargo, normalmente se utilizan ocho lanzaderas en las operaciones HFM. La herramienta se encuentra disponible en diámetros de 3.375 pulgadas y 2.5 pulgadas.



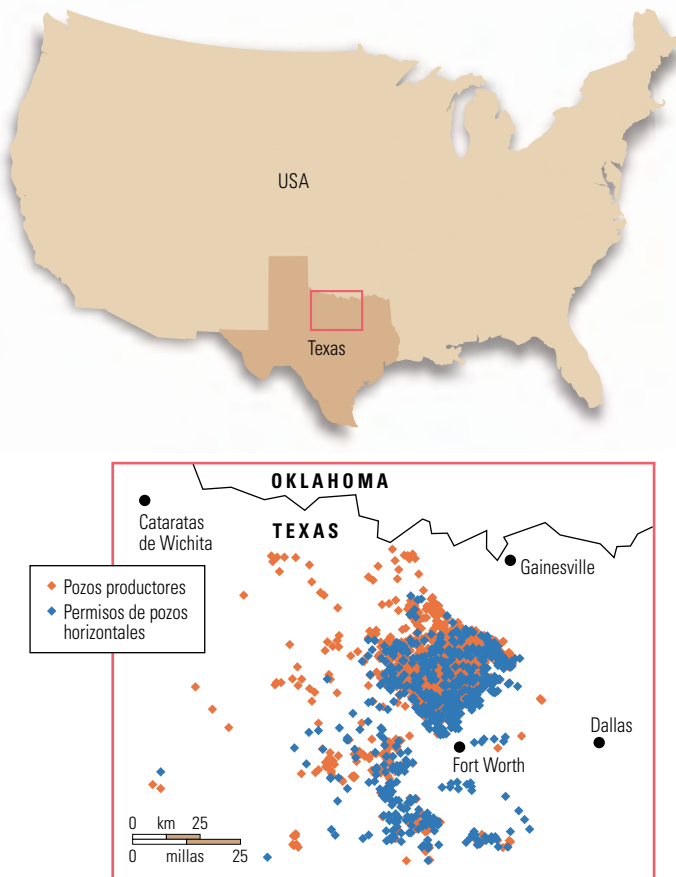
diferencias pueden deberse a problemas en las secuencias cronológicas de los disparos, a las localizaciones imprecisas de los disparos y los receptores como consecuencia de levantamientos de desviaciones de pozos imprecisos o inexistentes, a la heterogeneidad de los yacimientos entre los pozos de tratamiento y los pozos de observación, y a las diferencias inherentes entre las mediciones de velocidad que se están comparando; incluyendo los efectos de la anisotropía y la invasión.²⁷

Una vez determinada la orientación de la herramienta, se instala el equipo de superficie que realizará el monitoreo permanente y, cuando se detecta un evento, se registran los datos intermedios. El procesamiento en sitio localiza los eventos microsísmicos, utilizando una de las diversas técnicas de procesamiento disponibles, y los resultados se transmiten al equipo a cargo de las operaciones de fracturamiento en la localización del pozo. Los datos se envían además a un centro de procesamiento para una interpretación más detallada.²⁸

Campo de prueba en Texas

En las industrias minera, geotérmica, de manejo de residuos y de almacenamiento de gas, los métodos microsísmicos han sido utilizados durante mucho tiempo para ayudar a comprender la naturaleza de las fracturas creadas hidráulicamente. Sin embargo, las mejoras introducidas recientemente en el diseño de las herramientas y la precisión de las técnicas de procesamiento y mapeo, sumadas a la importancia creciente de los yacimientos de baja permeabilidad fracturados hidráulicamente, han incrementado la utilidad de esta tecnología en la industria del petróleo y el gas. El yacimiento Barnett Shale, situado en la porción central-norte de la Cuenca Fort Worth de Texas—uno de los *plays* de gas más activos de EUA en la actualidad—resalta la importancia de la caracterización microsísmica directa y oportuna de las fracturas hidráulicas.²⁹ Actualmente, los campos que explotan la Formación Barnett Shale producen más de 34 millones de m³/d [1,200 millones de pies³/d]; es decir, un 58% de la producción total de gas de las lutitas gasíferas de EUA (próxima página).³⁰

La Formación Barnett Shale es un yacimiento naturalmente fracturado, de permeabilidad ultrabaja; aproximadamente 0.0002 mD. Debido a esta permeabilidad extremadamente baja, se requiere una superficie de fractura hidráulica extensa para estimular efectivamente el yacimiento. En consecuencia, grandes volúmenes de fluido son bombeados a altos regímenes durante los tratamientos de estimulación.



Mapa de la Cuenca Fort Worth, en el sector central-norte de Texas, que muestra la actividad de la Formación Barnett Shale. Actualmente, hay más de 3,400 pozos verticales y 300 pozos horizontales que producen de dicha formación.

La Formación Barnett Shale es un depósito de lutitas de plataforma marina, ricas en materia orgánica, del Mississippiano, que contiene material no siliciclástico fino. Esta formación sobreyace una superficie de discordancia principal que trunca a las rocas ordovícicas que se encuentran debajo. A lo largo de gran parte del área productiva, la caliza Viola crea una barrera inferior para el fracturamiento hidráulico y separa a la Formación Ellenberger (acuífera), subyacente de la Formación Barnett Shale. Las fracturas hidráulicas que irrumpen en la caliza Viola habitualmente conducen a la producción no deseada de agua y a la reducción de la producción de gas.

La estimulación del yacimiento Barnett Shale ha exhibido una efectividad variable por motivos poco conocidos. Las compañías que explotaban inicialmente dicha formación pronto observaron que este yacimiento no respondía a los tratamientos de estimulación de la misma manera que los yacimientos de gas convencionales. La ocurrencia de eventos inusuales posteriores al tratamiento, en los que los pozos vecinos fueron invadidos por el agua, indicaron un crecimiento extremadamente largo de la fractura hidráulica, a menudo en direcciones inesperadas desde los pozos de tratamiento. Los métodos modernos de monitoreo de las fracturas hidráulicas, particularmente el monitoreo microsísmico, han demostrado que la estimulación y el desarrollo del yacimiento Barnett Shale son complicados por la presencia de fracturas y fallas naturales, que inciden drásticamente en el comportamiento de las fracturas hidráulicas y en la productividad y el drenaje del yacimiento. Además, la anisotropía de los esfuerzos en el yacimiento Barnett Shale es baja, de manera que los intentos para modelar el comportamiento y la geometría de las fracturas hidráulicas como eventos simples, de un solo plano, han resultado ineficaces.

En los últimos cinco años, los ingenieros y científicos han adquirido un mayor conocimiento de los sistemas de fracturas naturales e hidráulicas presentes en el yacimiento Barnett Shale. Con ese conocimiento, han adaptado las estrategias de perforación para mejorar la producción y recuperación de gas.³¹ Una de estas estrategias es la incorporación de pozos horizontales. Con un costo que duplica aproximadamente el costo de un pozo vertical, los pozos horizontales habitualmente generan recuperaciones finales estimadas, tres veces superiores a las de los pozos verticales. Además, han resultado clave para la explotación de áreas en las que los pozos verticales tuvieron un éxito limitado: en áreas en las que la caliza Viola está ausente y es común fracturar dentro de

22. La fidelidad vectorial es la propiedad de los receptores sísmicos de componentes múltiples para responder correctamente a un impulso. Una respuesta correcta tiene lugar cuando un impulso dado, aplicado en sentido paralelo a uno de los tres componentes, registra sólo en ese componente y, cuando se aplica en sentido paralelo a cada componente individualmente, registra la misma magnitud en cada uno de los tres componentes. El movimiento detectado por los receptores sísmicos de componentes múltiples es idealmente el mismo que el del impulso original.
Nutt L, Menkiti H y Underhill B: "Advancing the VSP Envelope," *Hart's E&P* 77, no. 10 (Octubre de 2004): 51-52.
23. Nutt et al, referencia 22.
24. Curtis A, Michelini A, Leslie D y Lomax A: "A Deterministic Algorithm for Experimental Design Applied to Tomographic and Microseismic Monitoring Surveys," *Geophysical Journal International* 157, no. 2 (Mayo de 2004):595-606.
25. Una cuerda explosiva está compuesta por un cordón detonante Primacord disparado en ubicaciones estratégicas; por ejemplo, cerca de la profundidad de tratamiento para transmitir una onda sísmica sin crear un agujero en la tubería de revestimiento.
26. Warpinski NR, Sullivan RB, Uhl JE, Waltman CK y Machovec SR: "Improved Microseismic Fracture Mapping Using Perforation Timing Measurements for Velocity Calibration," artículo de la SPE 84488, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, 5 al 8 de octubre de 2003.
27. Eisner L y Bulant P: "Borehole Deviation Surveys Are Necessary for Hydraulic Fracture Monitoring," preparado para ser presentado en la 86a Conferencia y Exhibición de la EAGE, Vienna, Austria, 12 al 15 de junio de 2006.
28. Durham LS: "Fracture 'Groans' Quietly Noisy: Microseismic Detection Emerging," *AAPG Explorer* 25, no. 12 (Diciembre de 2004): 16-18.
29. Frantz JH, Williamson JR, Sawyer WK, Johnston D, Waters G, Moore LP, MacDonald RJ, Percy M, Ganpule SV y March KS: "Evaluating Barnett Shale Production Performance Using an Integrated Approach," artículo de la SPE 96917, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, 9 al 12 de octubre de 2005.
Maxwell SC, Urbancic TI, Steinsberger N y Zinno R: "Microseismic Imaging of Hydraulic Fracture Complexity in the Barnett Shale," artículo de la SPE 77440, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, 29 de septiembre al 2 de octubre de 2002.
Fisher MK, Wright CA, Davidson BM, Goodwin AK, Fielder EO, Buckler WS y Steinsberger NP: "Integrating Fracture Mapping Technologies to Optimize Stimulations in the Barnett Shale," artículo de la SPE 77441, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, 29 de septiembre al 2 de octubre de 2002.
30. <http://www.pickeringenergy.com/pdfs/TheBarnettShaleReport.pdf> (Se accedió el 30 de noviembre de 2005).
31. Fisher MK, Heinze JR, Harris CD, Davidson BM, Wright CA y Dunn KP: "Optimizing Horizontal Completion Techniques in the Barnett Shale Using Microseismic Fracture Mapping," artículo de la SPE 90051, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, 26 al 29 de septiembre de 2004.

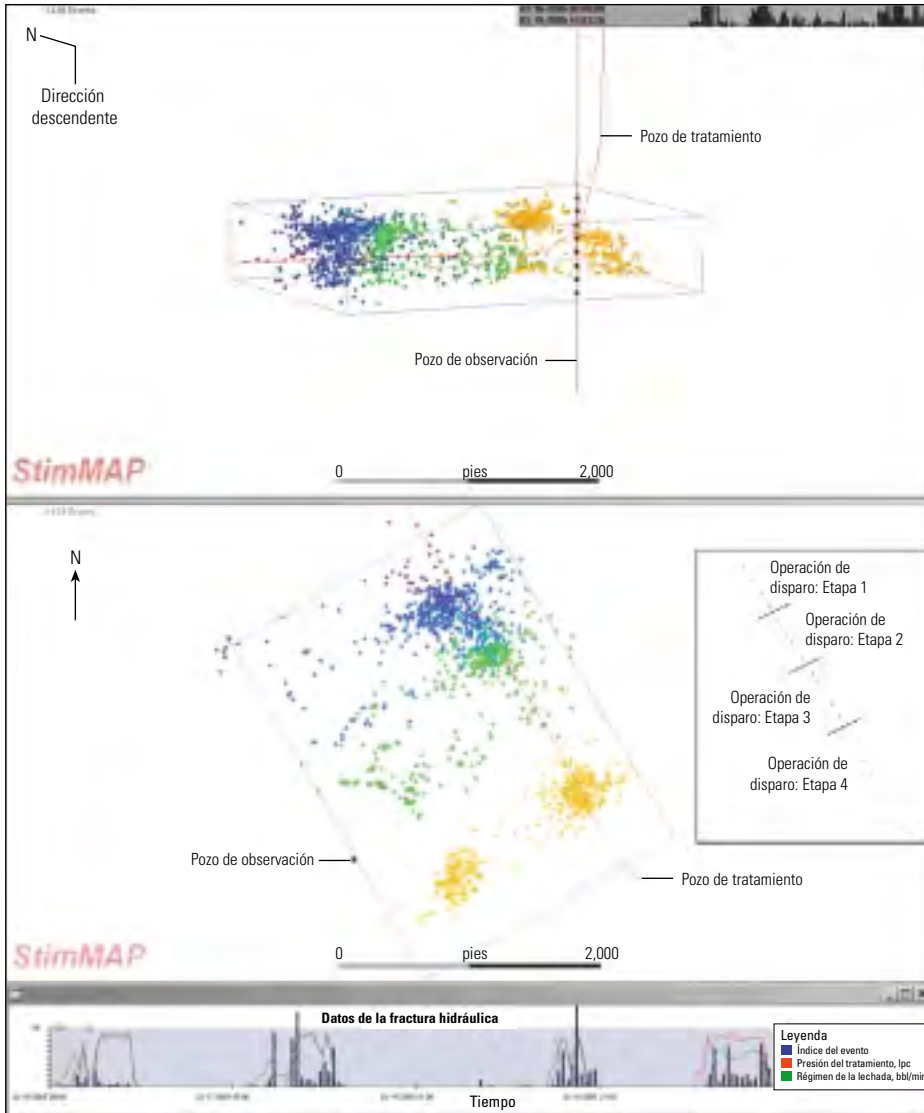
la húmeda Formación Ellenberger. El diseño óptimo de terminación de estos pozos resulta más problemático debido a la naturaleza compleja del fracturamiento hidráulico. Para optimizar el desarrollo de los recursos, es necesario abordar temas tales como el espaciamiento de los conjuntos de disparos a lo largo de los tramos laterales, las estrategias de estimulación en

etapas, el tamaño del tratamiento de fracturamiento y la colocación de los pozos vecinos.

Chesapeake Energy es una de las diversas compañías operadoras que investigan la complejidad de fracturar el yacimiento Barnett Shale en pozos horizontales y sus implicancias para el desarrollo de las áreas. En febrero de 2005, Chesapeake utilizó el servicio de diagnóstico de

los tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico StimMAP en un pozo de observación vertical para determinar la altura, longitud, azimut y complejidad de la fractura durante un tratamiento de estimulación con agua oleosa de cuatro etapas, efectuado en un pozo horizontal del Campo Newark East.³² El objetivo del diseño consistía en colocar las fracturas hidráulicas en sentido perpendicular, o transversal, con respecto al lateral. Después de efectuar los disparos correspondientes a cada etapa, se realizó una prueba de inyección previa al tratamiento para determinar la presión de cierre de la fractura y la tasa de declinación de la presión. Este último parámetro es una función del grado de fracturamiento natural porque la permeabilidad de la matriz es demasiado baja como para permitir la pérdida de fluido.

Durante las cuatro etapas, el azimut de propagación de la fractura primaria determinado mediante el monitoreo microsísmico fue de N60°E–S60°O, con una preferencia observada por el crecimiento en la dirección sudoeste (izquierda). La mayor parte de las emisiones microsísmicas detectadas se localizaban en la porción sudoeste debido a la configuración del monitoreo. Existió sesgo porque el pozo de observación estaba ubicado a unos 2,000 pies al sudoeste del pozo de tratamiento horizontal. En este caso, era improbable que las heterogeneidades fueran la causa del sesgo hacia el sudoeste. Chesapeake pudo observar la existencia de comunicación cruzada a lo largo del tramo lateral entre las Etapas 1 y 2 y entre las Etapas 2 y 3, lo que redujo la efectividad de esos tratamientos.



32. Los tratamientos con agua oleosa utilizan bajas concentraciones de apuntalante—en este caso, menos de 9.6 kg/m³ [0.8 lbm/galón americano]—lo que posibilita tratamientos de gran volumen a un costo reducido. Este tipo de tratamiento ha resultado exitoso en el yacimiento Barnett Shale porque crea fracturas largas que se conectan con fracturas naturales transversales, incrementando así la longitud total efectiva de la fractura hidráulica y el área de drenaje en un solo pozo.

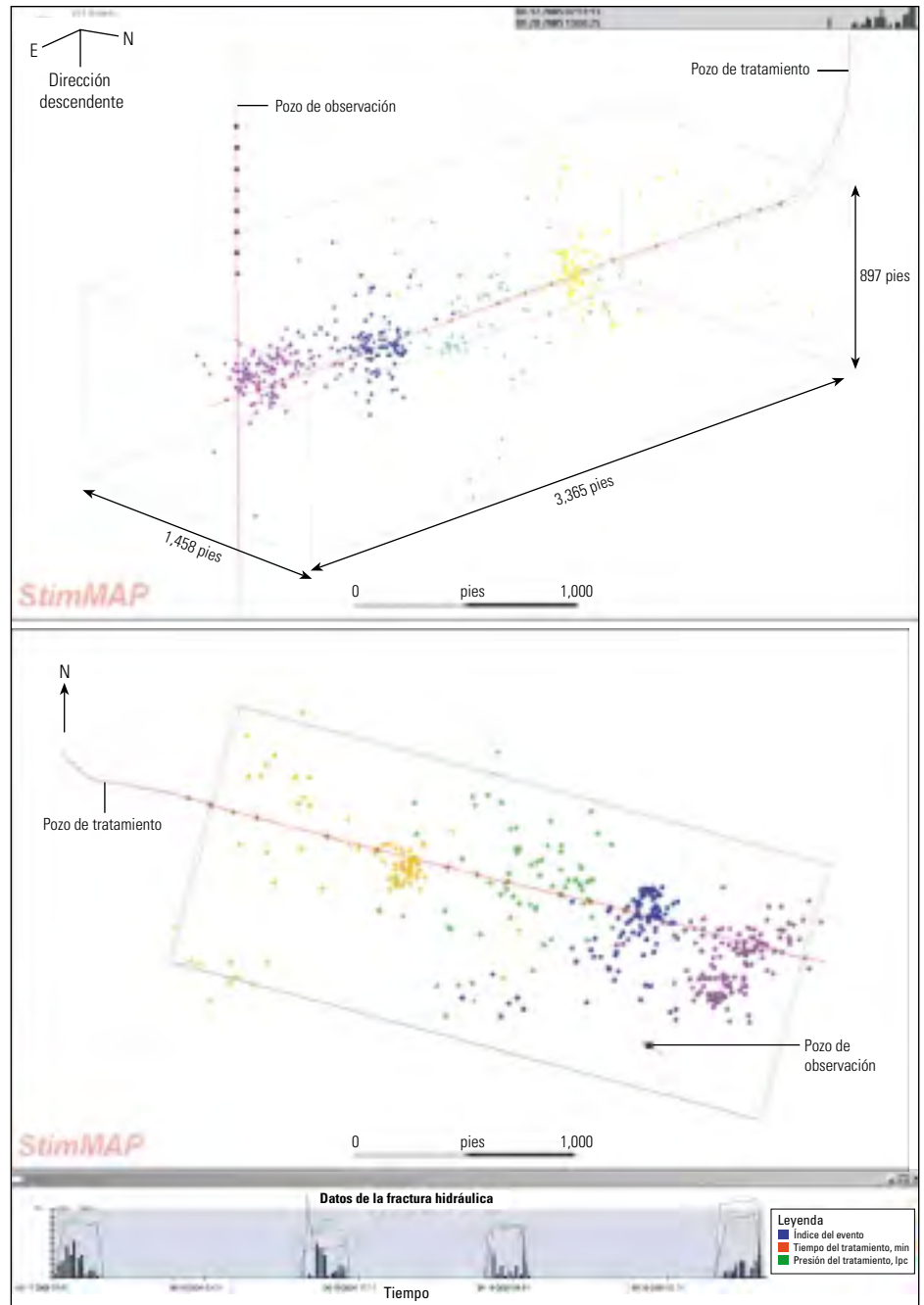
Pozo	Número de eventos	Tope del intervalo disparado, MD desde KB, pies	Base del intervalo disparado, MD desde KB, pies	Tope del sistema de fracturas, TVD desde KB, pies	Base del sistema de fracturas, TVD desde KB, pies	Altura del sistema de fracturas, pies	Extensión SO, pies	Extensión NE, pies	Longitud del sistema de fracturas, pies	Ancho del sistema de fracturas, pies	Azimut
Etapa 1	91	Z,360	Z,853	X,797	Y,290	493	1,918	299	2,217	1,143	N60°E
Etapa 2	517	Y,740	Z,227	X,734	Y,305	571	1,728	409	2,137	2,275	N60°E
Etapa 3	369	Y,025	Y,588	X,784	Y,305	521	1,556	482	2,038	1,138	N60°E
Etapa 4	444	X,358	X,513	X,740	Y,309	569	1,521	424	1,945	527	N60°E

^ Mapas de eventos microsísmicos del tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico de cuatro etapas. Las visualizaciones StimMAP incluyen una vista tridimensional (3D) (*extremo superior*) y una vista en planta (*centro*). Las etapas del tratamiento están codificadas en color: la Etapa 1 es púrpura, la Etapa 2 es azul, la Etapa 3 es verde, y la Etapa 4 es amarilla. Además se incluye un resumen de cada etapa, incluyendo el largo, ancho y azimut preferencial del sistema de fracturas, determinados acústicamente (*extremo inferior*). Las profundidades se miden a partir del vástago de perforación (KB, por sus siglas en inglés).

Durante la Etapa 2, los ingenieros de la localización del pozo observaron que las presiones de fondo de pozo se equiparaban con las de la Etapa 1, de manera que Chesapeake solicitó que el ingeniero de Schlumberger generara una instantánea rápida de las localizaciones de los eventos microsísmicos de la Etapa 2. Al compararse con los resultados StimMAP de la Etapa 1, la instantánea confirmó que la fractura de la Etapa 2 se comunicaba con la de la etapa previa. A fin de solucionar esta situación, se bombearon tres tapones de arena con apuntalante, a un régimen reducido, para desviar el fluido de tratamiento fuera de los disparos que estaban captando la mayor parte del tratamiento. Los datos microsísmicos confirmaron que el tratamiento se había comunicado con un conjunto complejo de fracturas naturales paralelas y conjugadas.

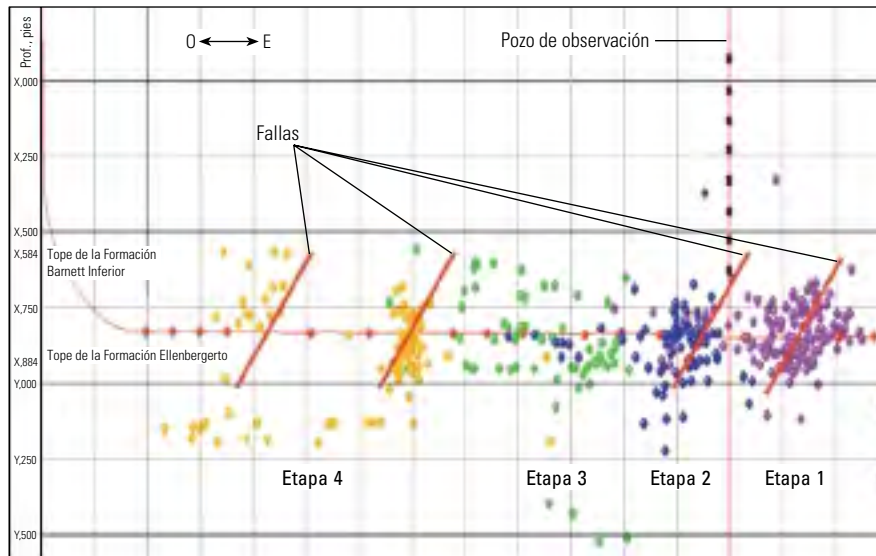
Los intervalos disparados correspondientes a la Etapa 3 se modificaron para sortear una falla. El monitoreo de las fracturas hidráulicas confirmó que dos fracturas primarias fueron creadas a ambos lados de la falla y que además estaban posiblemente afectadas por la presencia de fracturas naturales. La Etapa 4 no parecía superponerse con las otras etapas.

En agosto de 2005, Chesapeake utilizó el servicio StimMAP en otro pozo horizontal del Campo Newark East para determinar la influencia de una zona cárstica fallada sobre la geometría y orientación de las fracturas hidráulicas. Nuevamente, la operación de estimulación consistió en cuatro etapas; tratamientos con agua oleosa para las Etapas 1, 3 y 4, y un sistema de fluido con CO₂ para la Etapa 2. Los tratamientos se monitorearon desde un pozo situado al sur-sudoeste del tramo horizontal de orientación este-sudeste del pozo de tratamiento. La distancia existente entre la operación de fracturamiento hidráulico y el pozo de observación oscilaba entre menos de 500 pies [150 m] y más de 2,000 pies, dependiendo de la posición de la etapa a lo largo del pozo horizontal (abajo y derecha).



Pozo	Número de eventos	Intervalo disparado, TVD desde MSL, pies	Tope del sistema de fracturas, TVD desde MSL, pies	Base del sistema de fracturas, TVD desde MSL, pies	Altura del sistema de fracturas, pies	Extensión SSO, pies	Extensión NNE, pies	Longitud del sistema de fracturas, pies	Extensión NNO, pies	Extensión SSE, pies	Ancho del sistema de fracturas, pies	Azimut
Etapa 1	140	X,970	X,744	Y,235	491	419	264	683	758	347	1,105	N15°E
Etapa 2	98	X,954	X,483	Y,346	863	739	178	917	551	617	1,168	N15°E
Etapa 3	68	X,954	X,670	Y,655	985	799	676	1,475	400	847	1,247	N15°E
Etapa 4	94	X,949	X,682	Y,319	637	1,038	630	1,168	393	1,549	1,942	N15°E

^ Mapas de eventos microsísmicos de otro tratamiento de fracturamiento hidráulico consistente en cuatro etapas. Las visualizaciones StimMAP incluyen una vista tridimensional (3D) (*extremo superior*) y una vista en planta (*centro*). Las etapas del tratamiento están codificadas en color: la Etapa 1 es púrpura, la Etapa 2 es azul, la Etapa 3 es verde, y la Etapa 4 es amarilla. Además se incluye un resumen de cada etapa, conteniendo el largo, ancho y azimut preferencial del sistema de fracturas determinados acústicamente (*extremo inferior*). Las profundidades se miden con respecto al nivel medio del mar (MSL, por sus siglas en inglés).



^ Influencia de las fallas sobre el tratamiento de estimulación en la Formación Barnett Shale. Chesapeake disparó los pozos a lo largo del intervalo de terminación horizontal para evitar el fracturamiento dentro de las cuatro fallas conocidas. A pesar de estas precauciones, la interpretación del diagnóstico del tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico StimMAP indicó que la actividad microsísmica se concentraba en las adyacencias de los planos de fallas y que la presencia de fallas cerca de las Etapas 1, 2 y 4 influenciaba dicha actividad microsísmica.

Chesapeake conocía la ubicación de las cuatro fallas en el área a partir de los datos derivados de imágenes sísmicas y controles de pozos, de manera que los ingenieros colocaron grupos de disparos múltiples en cada etapa para evitar el fracturamiento directo en las fallas. Aún con estas precauciones, la presencia de las fallas cerca de las Etapas 1, 2 y 4 influenciaron la iniciación de la fractura (arriba). Era sumamente probable que la Etapa 1 se comunicara con una falla. Las evidencias microsísmicas y las asociadas con la presión soportaban este escenario. La mayor parte de los eventos microsísmicos tenía lugar entre el segundo y el tercer conjunto de disparos, y la presión de cierre instantánea para la Etapa 1 era significativamente más baja que la de las otras tres etapas.

La utilización del servicio StimMAP ayudó a Chesapeake a definir la orientación y geometría de las fracturas creadas hidráulicamente en el pozo de tratamiento. Los ingenieros determinaron que el azimut de fracturamiento dominante era de N15°E. Si bien el crecimiento vertical de la fractura era en gran parte simétrico y estaba contenido en la Formación Barnett Shale en dirección ascendente, se observó crecimiento descendente en todas las etapas. Lateralmente, la Etapa 3 demostró crecimiento simétrico, mientras que el crecimiento en las Etapas 1, 2 y 4 parecía asimétrico.³³ En base a la interpretación StimMAP, se llegó a la conclusión de que existía poca comunicación entre las diferentes etapas.

Hoy en día, gran parte del esfuerzo por monitorear el crecimiento de las fracturas hidráulicas está dirigido a los tratamientos de estimulación por fracturamiento en pozos horizontales para evaluar la altura de las fracturas y las complejidades asociadas con su interferencia. Estas consideraciones no pueden abordarse en los pozos horizontales con los métodos de evaluación de la región vecina al pozo mencionados previamente. La capacidad de medir las características de las fracturas hidráulicas permite a los ingenieros juzgar el impacto de los cambios producidos en los diseños de las operaciones de terminación y estimulación; por ejemplo, modificando la colocación o el espaciamiento de los intervalos disparados a lo largo del pozo horizontal o alterando los fluidos portadores de apuntalante. Gracias al mejoramiento de la caracterización de las fracturas hidráulicas, la efectividad de los tratamientos de fracturamiento hidráulico en el yacimiento Barnett Shale ha sido asociada con la apertura de sistemas secundarios de fracturas naturales, lo que aumenta el ancho del volumen tratado.

Verificación de tecnologías, modelos y límites en Japón

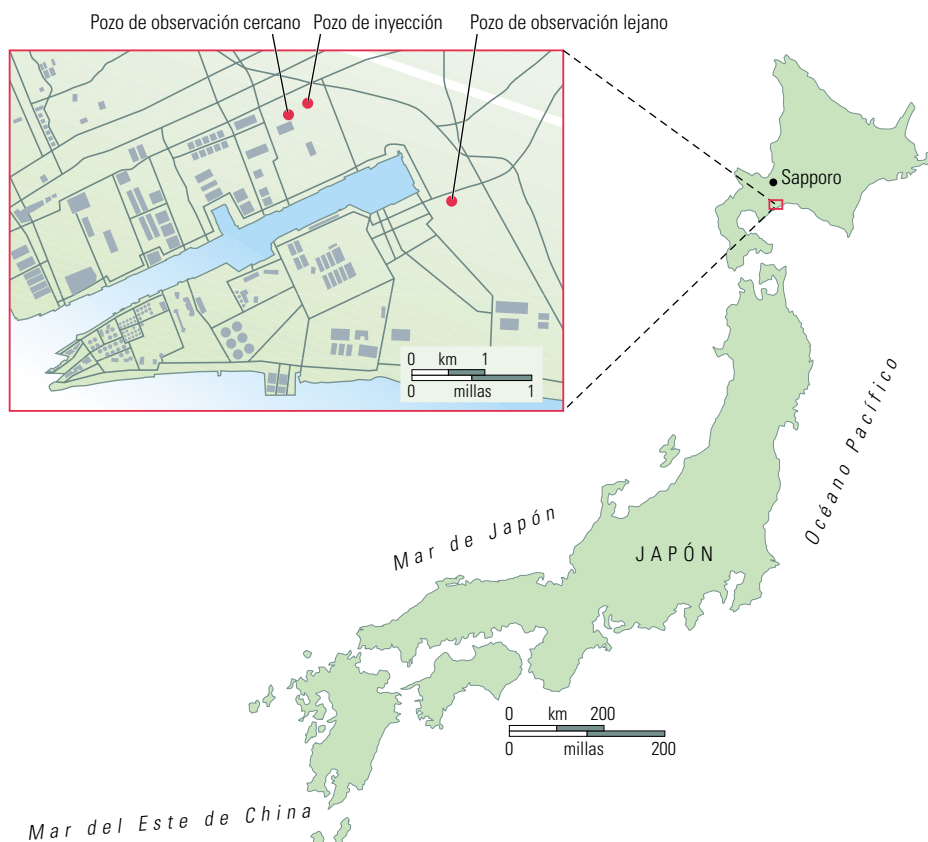
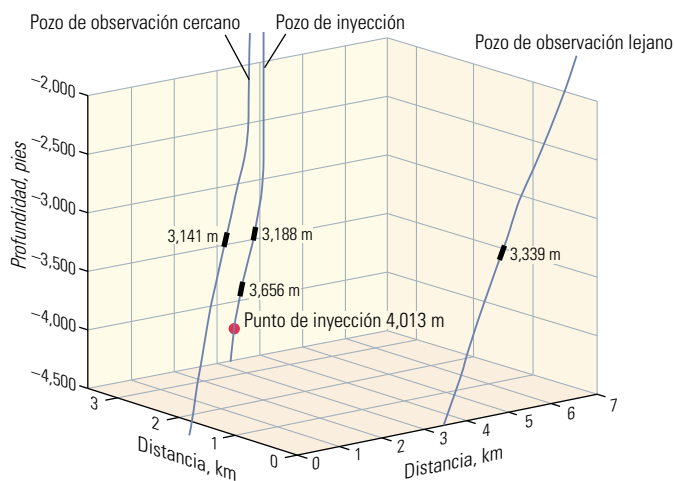
Si bien las técnicas de monitoreo microsísmico existen desde hace varios años, la búsqueda de mejoras en el modelado de la velocidad y en la adquisición, procesamiento e interpretación de datos continúa. Japan Exploration Company (JAPEX) y Schlumberger trabajaron conjunta-

mente en un proyecto destinado a comprobar la factibilidad del monitoreo microsísmico en el campo de gas Yufutsu, situado en Hokkaido, Japón.³⁴

El yacimiento del Campo Yufutsu corresponde a un granito del Cretácico, naturalmente fracturado, con un conglomerado sobreyacente, ubicado a una profundidad que oscila entre 4,000 m [13,124 pies] y 5,000 m [16,405 pies]. Dentro del campo, no existe ninguna correlación evidente entre la producción de gas y la localización u orientación de los pozos. Sin embargo, JAPEX ha determinado que la productividad de los pozos está controlada por la condición de los esfuerzos locales y por la distribución y orientación de los diversos sistemas de fracturas naturales presentes en el campo.³⁵ Más específicamente, las fracturas naturales de gran apertura, o “mega” fracturas, orientadas en sentido paralelo al esfuerzo horizontal máximo, actúan como conductos para el gas, mientras que las fracturas de pequeña escala afectan el almacenamiento y la migración del gas. La caracterización de los sistemas de fracturas resultó exitosa en el pozo, gracias a dispositivos tales como el generador de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total FMI. No obstante, para comprender mejor el comportamiento del yacimiento y mejorar el modelado de yacimientos utilizando un simulador de redes de fracturas discreto, JAPEX necesitaba investigar un volumen de yacimiento más grande.³⁶

En octubre de 2003, se realizó una prueba de inyección preliminar utilizando una herramienta VSI de cuatro niveles. En diciembre de 2004, JAPEX instaló la tecnología de monitoreo sísmico permanente desplegada con la tubería de producción—el sistema Vetco Gray PS³—en el pozo de tratamiento SK-2D para registrar las EAs inducidas por la producción. JAPEX observó sólo una microsismicidad mínima en el campo, probablemente debido a la falta de caída de presión en el yacimiento. Sin embargo, la actividad microsismica se indujo durante las operaciones de inyección que iniciaron la cizalladura a lo largo de las fracturas naturales preexistentes. En consecuencia, la registración y el análisis de estas EAs utilizando técnicas de monitoreo de fracturas hidráulicas ayudó a definir la geometría y extensión de los sistemas de fracturas naturales. En febrero de 2005, se corrió un VSP y se llevó a cabo un experimento de inyección de pequeña escala, y en mayo de 2005 se realizó un experimento de inyección de gran escala (derecha).

Los datos VSP fueron utilizados para mejorar el modelo de velocidad existente y demostraron ser importantes en el análisis de fracturas. Utilizando una fuente sísmica de pistolas de aire, colocada en una fosa especialmente diseñada en la superficie, y herramientas de adquisición sísmica Createch SAM43 de 1¹/₁₆ pulgadas, desplegadas dentro de la tubería de producción en los pozos de observación cercanos y lejanos, se registró un VSP de 49 niveles a lo largo del intervalo pertinente, en ambos pozos simultáneamente. El VSP proporcionó datos de la componente z—la componente vertical—de buena calidad, que permitieron a los científicos de Schlumberger y JAPEX evaluar la calidad del acoplamiento de las herramientas Createch y hallar la posición óptima de las herramientas para un levantamiento con fines de monitoreo microsismico. La información de velocidad del



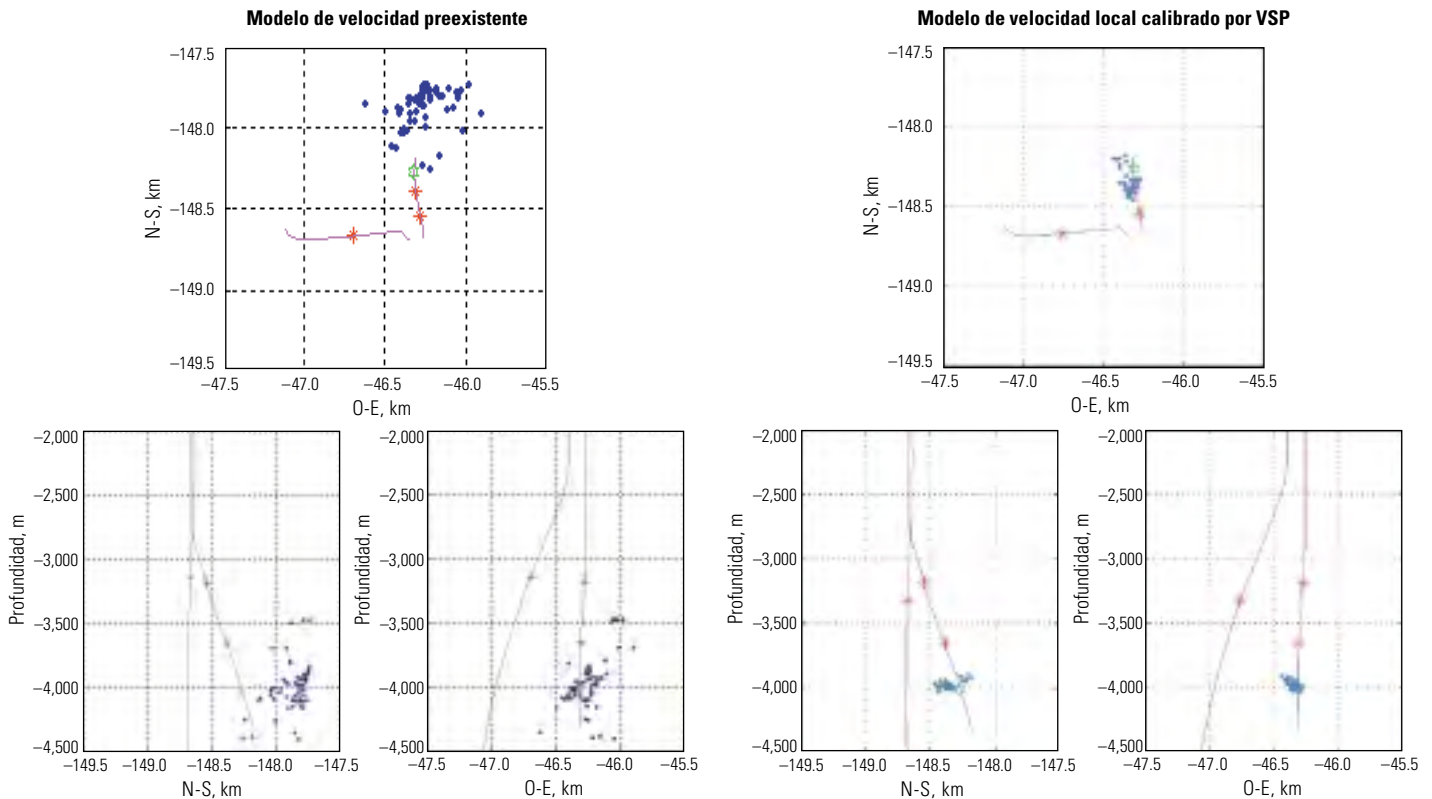
^ Geometría del pozo de inyección, dos pozos de observación y sensores con un mapa (inserto) que muestra el lugar del experimento.

33. La gran distancia existente entre el pozo de observación y el volumen del yacimiento afectado por la Etapa 4 puede ser responsable de la asimetría observada en las localizaciones de los eventos.
34. Drew J, Primiero P, Leslie D, Michaud G, Eisner L y Tezuka K: "Microseismic Monitoring of a Hydraulic Injection Test at the Yufutsu Gas Reservoir," artículo B, presentado en el 10o Simposio de Evaluación de Formaciones de Japón, Chiba, Japón, 29 al 30 de septiembre de 2004.
35. Tezuka K, Namaikawa T, Tamagawa T, Day-Lewis A y Barton C: "Roles of the Fracture System and State of Stress for Gas Production from the Basement Reservoir in Hokkaido, Japan," artículo de la SPE 75704, presentado en el Simposio de Tecnología del Gas de la SPE, Calgary, 30 de abril al 2 de mayo de 2002.
36. Tamagawa T y Tezuka K: "Validation of Clustering of Fractures in Discrete Fracture Network Model by Using Fracture Density Distributions Along Boreholes," artículo de la SPE 90342, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, 26 al 29 de septiembre de 2004.

levantamiento VSP también se utilizó para corregir el modelo de velocidad existente, lo que a su vez mejoró la precisión de las posiciones de las EAs calculadas.

Otro objetivo del proyecto consistía en evaluar el desempeño en términos del monitoreo de las fracturas hidráulicas del sistema prototipo permanente Vetco Gray PS³ operado con la tubería de producción. Un sensor superior y un sensor inferior fueron desplegados en el pozo de inyección SK-2D. Los sensores PS³ fueron afectados por el ruido

eléctrico. Sin embargo, una vez reducido el ruido mediante filtros de predicción de errores, se observaron los arribos de las ondas P y S. Si bien los sensores prototipo también estuvieron afectados por el ruido proveniente del fluido de bombeo en esta terminación, algunos de los eventos de EA poseían relaciones señal-ruido suficientes para identificar los arribos de las ondas P y S. Esta prueba representó la primera utilización exitosa de sensores múltiples para mapear las EAs inducidas hidráulicamente en un pozo de inyección.



^ Impacto de trabajar con un modelo de velocidad calibrado mediante un registro VSP. Una comparación de las localizaciones de los eventos microsísmicos de las pruebas de febrero de 2005, realizadas con el modelo de velocidad preexistente (*izquierda*) en función de las pruebas realizadas con el modelo de velocidad local calibrado mediante un registro VSP (*derecha*), muestra un agrupamiento más compacto de eventos si se utiliza el modelo actualizado. Esto reduce significativamente la incertidumbre asociada con la definición de la geometría y orientación de la fractura hidráulica. En cada una de las visualizaciones se muestra una vista en planta en la parte superior, una sección transversal norte-sur localizada en el extremo inferior izquierdo y una sección transversal oeste-este en el extremo inferior derecho.

Utilizando los criterios de los sensores de monitoreo múltiples para la discriminación de los eventos, el programa de inyección de fluidos consistente en 500 m³ [3,145 bbl] y 40 horas, implementado en febrero, produjo 920 eventos detectables; 40 de los cuales exhibieron fases de ondas *P* y *S* detectables en tres o cuatro sensores y pudieron localizarse con una seguridad razonable. Se realizó una comparación de las localizaciones de los eventos entre las calculadas utilizando el modelo de velocidad existente y las calculadas utilizando el modelo de velocidad refinado por el VSP (*arriba*). El modelo de velocidad revisado mejoró significativamente los cálculos de la localización de la fuente, reduciendo así la incertidumbre. Los resultados obtenidos con el nuevo modelo mostraron un agrupamiento de actividad más compacto que el observado utilizando el modelo de velocidad previo, que había sido construido a partir de VSPs registrados en otras partes del campo.

Durante el experimento de inyección más amplio, realizado en mayo, se bombearon 5,600 m³ [35,223 bbl] de fluido durante seis días en cuatro pruebas diferentes o etapas.³⁷ El experimento

produjo 447 eventos localizados de un total de 2,515 eventos detectados, algunos de los cuales tuvieron lugar después de detener el bombeo ([próxima página](#)).

Para determinar el impacto del monitoreo de pozos múltiples, las localizaciones de eventos calculadas con datos del pozo de observación cercano sólo se compararon con las localizaciones de eventos calculadas con datos de localizaciones de monitoreo múltiples. El criterio utilizado para la localización de pozos múltiples fue que podían picarse los arribos de ondas *P* y *S* en el pozo cercano; que al menos un arribo de una onda *P* podía picarse en el pozo de observación lejano; y que como mínimo podía picarse un arribo de ondas *P* o *S* de los datos de pozos de tratamiento PS³.

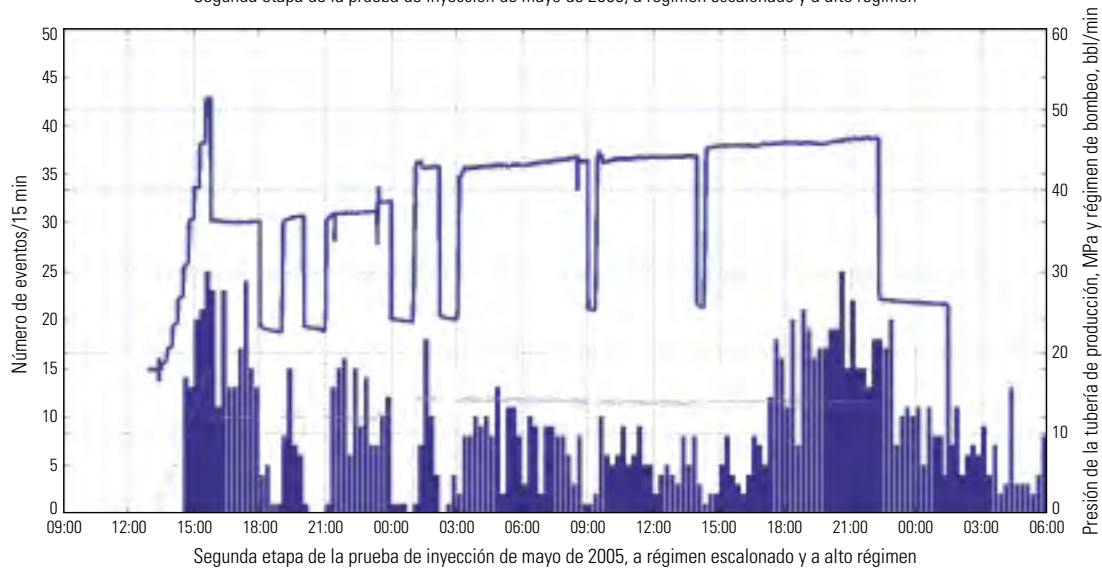
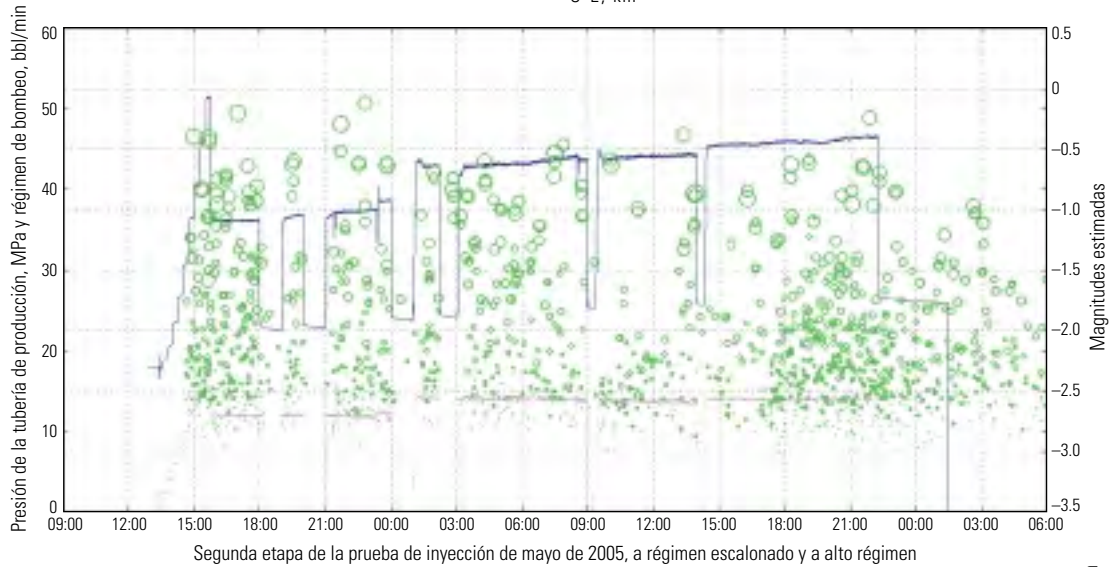
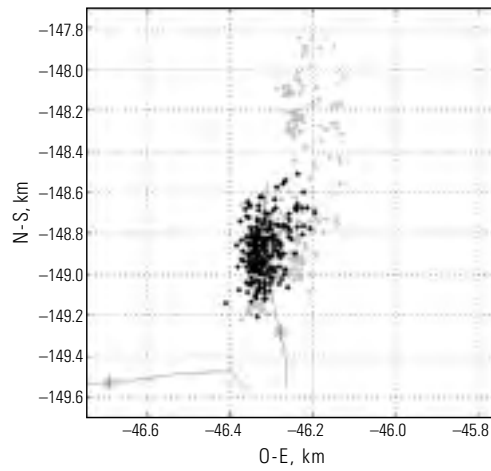
Luego se corrió el algoritmo de localización con los datos de un solo pozo y con los datos de pozos múltiples, utilizando el nuevo modelo de velocidad. Con los datos de un solo pozo, se calculó la distancia existente hasta el evento utilizando los datos de tiempo de tránsito de las ondas *P* y *S*, y los ángulos de incidencia de los rayos se determinaron utilizando el análisis de hodogramas. Para el procesamiento de los datos

de un solo pozo y de pozos múltiples se realizaron estimaciones del hipocentro, utilizando las funciones de densidad de probabilidad formadas a partir de los retardos de tiempo y los ángulos medidos y modelados.³⁸ El agrupamiento correspondiente a la localización de un solo pozo es más disperso y más difícil de interpretar que la distribución de los pozos múltiples, que además muestra actividad adicional significativamente

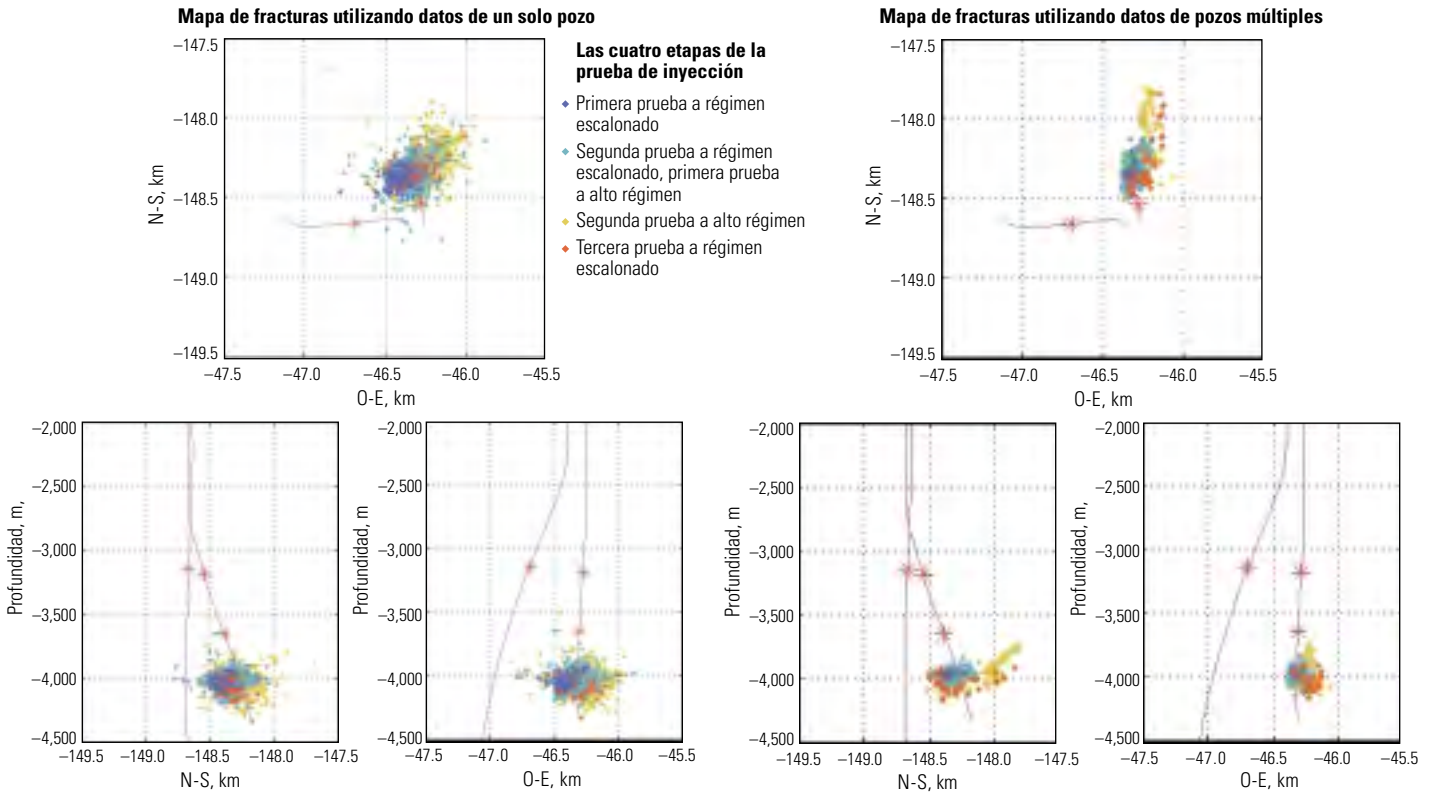
37. Primiero P, Armstrong P, Drew J y Tezuka K: "Massive Hydraulic Injection and Induced AE Monitoring in Yufutsu Oil/Gas Reservoir—AE Measurement in Multiwell Downhole Sensors," artículo 50, presentado en la 113a Reunión Anual de Otoño de la SEGJ, Okinawa, Japón, 16 al 18 de octubre de 2005.

38. Michaud G, Leslie D, Drew J, Endo T y Tezuka K: "Microseismic Event Localization and Characterization in a Limited-Aperture HFM Experiment," *Resúmenes Expandidos*, Exposición Internacional y 74a Reunión Anual de la SEG, Denver (10 al 15 de octubre de 2004): 552–555.

Tarantola A y Valette B: "Inverse Problems: Quest for Information," *Journal of Geophysics* 50 (1982): 159–170.



^ Examen de la magnitud y cantidad de emisiones acústicas (EA) durante la segunda etapa de la prueba de inyección en el campo de gas Yufutsu, situado en Japón. Esta prueba comenzó con un proceso de inyección de 2.5 horas, a un régimen escalonado, seguido de una serie de inyecciones de 1 hora, a alto régimen, seguidas en cada caso por ciclos de cierre de pozos de 1 hora. A continuación, se mantuvo un régimen de inyección continuo de 2.2 m³ [14 bbl] por minuto durante 19 horas, con una excepción representada por una operación de mantenimiento programado de los sistemas de bombeo. La gráfica central muestra la magnitud estimada del evento. El tamaño de las elipses verdes es proporcional a la relación señal-ruido. El número de eventos microsísmicos se muestra en la gráfica superior. La presión de la tubería de producción (azul) y el régimen de bombeo (magenta) se exhiben en ambas gráficas. Una vista en planta (*extremo superior*) muestra los eventos localizados que fueron atribuidos a esta etapa particular (negro) del número total de eventos localizados durante la totalidad del experimento de inyección de mayo de 2005 (gris). El comienzo de la inyección a régimen escalonado muestra un umbral y régimen de presión antes de que comiencen a producirse las EAs y, si bien el número de eventos disminuye durante los períodos de cierre de pozos, las EAs siguen produciéndose en cantidades importantes luego de detenerse el bombeo.



^ Comparación de la localización de los eventos desde un pozo de observación y desde localizaciones de monitoreo múltiples. Los datos de EAs del experimento de inyección de mayo de 2005 se localizaron en base al análisis de hodogramas—para determinar el ángulo—y en base a los tiempos de tránsito de las ondas *P* y *S* para determinar la distancia. Los mapas de fracturas que sólo utilizaron datos del pozo de observación cercano (*izquierda*) fueron comparados con los mapas de fracturas que utilizaron datos de tres localizaciones de pozos de observación (*derecha*). La utilización de localizaciones de monitoreo múltiples restringió el número de soluciones posibles para la localización de eventos proveyendo localizaciones menores en número pero mejores en calidad, que generan una representación más clara de la actividad.

más al norte del punto de inyección (*arriba*). La comparación entre los dos resultados resalta el desafío que plantea el monitoreo del comportamiento de las fracturas hidráulicas en el campo, donde las opciones de monitoreo pueden limitarse a un solo pozo.

Una de las principales motivaciones para realizar mediciones de presión y de EAs durante el monitoreo del tratamiento de estimulación del Campo Yufutsu fue el empleo de esa información para validar los modelos de simulación de yacimientos. JAPEX ha desarrollado un simulador numérico que simula la ruptura por cizalladura en las rocas, las EAs asociadas y los mejoramientos de la permeabilidad durante la operación de simulación hidráulica.³⁹ Se utilizó la comparación entre las posiciones de los eventos de EAs simulados y medidos, junto con el ajuste iterativo de las historias de presión para ayudar a confirmar la validez de las simulaciones.

Además de mejorar la caracterización de los sistemas de fracturas naturales y el modelado de yacimientos en el Campo Yufutsu, los experimentos de inyección confirmaron el valor de un modelo de velocidad preciso y las ventajas del monitoreo de las EAs desde estaciones múlti-

ples. Si bien las distancias de monitoreo más largas son menos convenientes, el experimento demuestra que el monitoreo puede realizarse desde distancias considerables, dependiendo de la geología. En este caso, la herramienta de monitoreo más distante del pozo de observación lejano se colocó a aproximadamente 2.5 km [8,200 pies] de la actividad microsísmica.

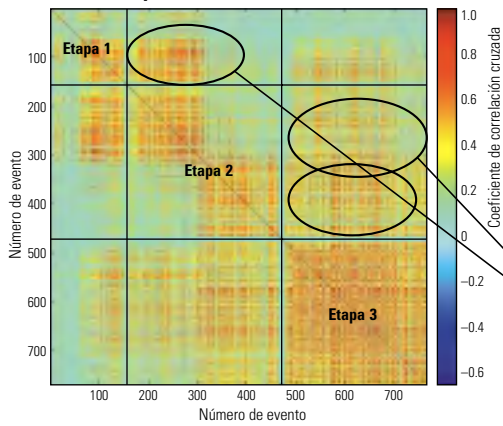
Los datos de EAs proveen información sobre la distribución espacial del sistema de fracturas. Las técnicas de mapeo de avanzada, tales como el método de doble diferencia y el análisis de multipletes, proveen las localizaciones de las fuentes con tal precisión que se pueden extraer grupos de EAs y estructuras relacionadas con fracturas.⁴⁰ Por ejemplo, los resultados del método de doble diferencia aplicados al conjunto de datos del Campo Yufutsu sugieren estructuras lineales múltiples, interpretadas como un sistema de fracturas de mediana escala, que llenan el vacío existente entre el sistema de fallas y las fracturas observadas en las imágenes de la pared del pozo.

Otra de las ventajas de los datos de EAs es que proveen restricciones espaciales para la simulación de yacimientos. JAPEX desarrolló el Simulador para Inyección Hidráulica y Trata-

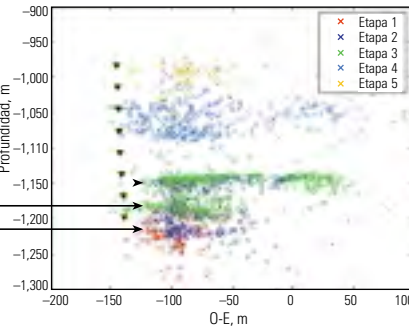
miento por Fracturamiento (SHIFT, por sus siglas en inglés) para simular los experimentos de inyección hidráulica.⁴¹ Este simulador opera sobre un modelo de redes de fracturas discretas y simula la cizalladura de las fracturas preexistentes, la actividad de EAs relacionada y el

39. Tezuka K, Tamagawa T y Watanabe K: "Numerical Simulation of Hydraulic Shearing and Related AE Activity in Fractured Gas Reservoir," artículo A, presentado en 10o Simposio de Evaluación de Formaciones de Japón, Chiba, Japón, 29 al 30 de septiembre de 2004.
 40. El método de doble diferencia es una técnica de mapeo que relaciona múltiples pares de eventos entre sí. Los multipletes son grupos de ondulaciones casi idénticas, provenientes de eventos múltiples con un mecanismo focal similar que se origina en la misma, o prácticamente la misma, ubicación pero que ocurre en diferentes tiempos.
 41. Tezuka K, Tamagawa T y Watanabe K: "Numerical Simulation of Hydraulic Shearing in Fractured Reservoir," artículo 1606, presentado en el Congreso Geotérmico Mundial, Antalya, Turquía, 24 al 29 de abril de 2005.
 42. Drew J, Leslie D, Armstrong P y Michaud G: "Automated Microseismic Event Detection and Location by Continuous Spatial Mapping," artículo de la SPE 95513, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, 9 al 12 de octubre de 2005.
 43. Eisner L y Sileny J: "Moment Tensors of Events Induced in Cotton Valley Gas Field from Waveform Inversion," artículo P227, presentado en la 66a Conferencia y Exhibición de la EAGE, París, 7 al 10 de junio de 2004.

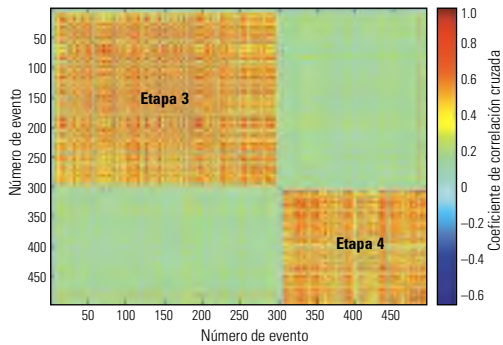
Correlación cruzada de las Etapas 1 (1-157), 2 (158-471) y 3 (472-769)



Cinco etapas de microsismicidad inducida por fracturamiento hidráulico: vista en profundidad



Correlación cruzada de las Etapas 3 (1-298) y 4 (299-497)



^ Detección de fracturas hidráulicas de etapas cruzadas utilizando multipletes. Esta técnica se basa en la identificación de multipletes como resultado de la reactivación de las fracturas de una etapa previa. En este ejemplo de Texas, la gráfica superior es una correlación cruzada de todos los eventos microsísmicos de las Etapas 1, 2 y 3 (*extremo superior izquierdo*). La Etapa 1 incluye los Eventos 1 a 157 inclusive, la Etapa 2 incluye los Eventos 158 a 471 inclusive, y la Etapa 3 incluye los Eventos 472 a 769 inclusive. El coeficiente de correlación cruzada se codifica en color, identificando los eventos microsísmicos en las diferentes etapas que se originan a partir de las mismas fracturas; multipletes. Si se correlacionan en forma cruzada las Etapas 3 y 4—Eventos 1 a 298 inclusive y 299 a 497 inclusive, respectivamente—el coeficiente sigue siendo muy bajo salvo si las etapas se correlacionan consigo mismas (*extremo inferior izquierdo*). El mapa de eventos refleja esta observación (*derecha*).

mejoramiento de la permeabilidad en un proceso dinámico. El simulador hace esto uniendo el análisis de flujo de fluido con el análisis de dilatación de las fracturas inducida por cizalladura. Se utilizaron las EAs y las presiones de inyección observadas durante el experimento para el análisis por ajuste posterior a la operación. El tamaño, orientación e historia de migración de la nube de EAs ayudó a restringir los parámetros del modelo. Además, los grupos de EAs pueden utilizarse como información determinística para modificar la red de fracturas directamente. El proyecto Yufutsu, que involucró a JAPEX y Schlumberger, verificó algunos de los límites inherentes del monitoreo de las fracturas hidráulicas.

Nueva actividad microsísmica

Una de las principales limitaciones de los métodos de monitoreo microsísmico radica en hallar

pozos candidatos a tratamiento que cuenten con uno o varios pozos de observación cercanos en los cuales instalar la herramienta VSI. No sólo es necesario que el pozo de observación se encuentre relativamente cerca del pozo de tratamiento, dependiendo de las propiedades acústicas de la roca adyacente, sino que además debe estar bien cementado y acústicamente calmo durante las operaciones de fracturamiento. Para asegurarse de que el pozo de observación esté en condiciones adecuadas antes de correr la herramienta VSI a menudo se requiere un tiempo significativo y erogaciones sustanciales.

Los científicos buscan continuamente el equilibrio entre detección y localización de EAs confiables y operaciones de procesamiento e interpretación convenientes que provean respuestas válidas en el sitio del tratamiento. Con el advenimiento de computadoras más rápidas,

un nuevo método que utiliza mapeo microsísmico por coalescencia (CMMapping) ha logrado establecer en forma rápida y confiable la localización de eventos para un mapeo confiable de las fracturas en tiempo real.⁴²

Otro desafío que encaran los geocientíficos de Schlumberger a la hora de detectar y localizar EAs es la identificación e interpretación de multipletes. Por ejemplo, se ha observado la presencia de multipletes durante dos etapas de bombeo diferentes. Respuestas microsísmicas idénticas surgen y vuelven a mapearse en las mismas localizaciones de fuentes. Por lo tanto, los multipletes indican la reactivación de una fractura o de una falla respecto de la cual se detectó actividad previamente. Durante un tratamiento por fracturamiento hidráulico de etapas múltiples, esto puede indicar la presencia de flujo cruzado entre las etapas, lo que da como resultado una operación de estimulación ineficaz. La clave entonces radica en lograr identificar la ocurrencia de multipletes en tiempo real para poder adoptar medidas durante el bombeo. Los científicos de Schlumberger han desarrollado un método de correlación cruzada para detectar la presencia de flujo cruzado entre las etapas, que además provee otro nivel de control de calidad para la localización de eventos en tiempo real (*izquierda*).

Los científicos del Centro de Investigaciones de Schlumberger en Cambridge están desarrollando además una técnica de inversión sísmica robusta para determinar los mecanismos de los eventos microsísmicos observados; por ejemplo, los mecanismos de cizalladura o de tracción.⁴³ Esta técnica permite ir más allá de los “puntos de un casillero” y, por ejemplo, cuantificar los cambios de esfuerzos que resultan de los eventos microsísmicos. Esta información se utiliza para restringir aún más los modelos geomecánicos y proporcionar a las compañías una mayor comprensión de la propagación de las fracturas hidráulicas o los cambios de esfuerzos en el yacimiento fracturado.

La técnica de mapeo de las fracturas hidráulicas tiene mucho que ofrecer a la industria de E&P, especialmente en el desarrollo de yacimientos compactos. Los modelos de fracturas precisos, calibrados utilizando mediciones directas de la geometría de las fracturas hidráulicas, se tradujeron en mejoras en las operaciones de simulación y desarrollo de yacimientos. Luego de décadas de búsqueda de la mejor forma de caracterizar las fracturas hidráulicas, la industria ha vuelto a acceder a la mejor fuente para las respuestas a sus preguntas; las fracturas hidráulicas en sí. —MGG