

# Imágenes de la pared del pozo y sus inmediaciones

**J.L. Arroyo Franco**

**M.A. Mercado Ortiz**

*Pemex Exploración y Producción  
Reynosa, México*

**Gopa S. De**

*Chevron Energy Technology Company  
San Ramón, California, EUA*

**Lasse Renlie**

*Statoil ASA  
Stjørdal, Noruega*

**Stephen Williams**

*Norsk Hydro ASA  
Bergen, Noruega*

Por su colaboración en la preparación de este artículo y en reconocimiento a los aportes que han realizado para el desarrollo de la plataforma y las aplicaciones de barrido acústico Sonic Scanner, se agradece a Sandip Bose, Jahir Pabon y Ram Shenoy, Cambridge, Massachusetts, EUA; Tom Bratton y Adam Donald, Denver, Colorado, EUA; Chung Chang, Tarek Habashy, Jakob Haldorsen, Chaur-Jian Hsu, Toru Ikegami, David Johnson, Tom Plona, Bikash Sinha y Henri-Pierre Valero, Ridgefield, Connecticut, EUA; Steve Chang, Takeshi Endo, Hiroshi Hori, Hiroshi Inoue, Masaei Ito, Toshihiro Kinoshita, Koichi Naito, Motohiro Nakanouchi, Akira Otsuka, Vivian Pistre, Atsushi Saito, Anthony Smits, Hitoshi Sugiyama, Hitoshi Tashiro y Hiroaki Yamamoto, Sagami-hara, Kanagawa, Japón; Rafael Guerra y Jean-Francois Mengual, Rio de Janeiro, Brasil; Dale Julander, Chevron, Bakersfield, California, EUA; Larry O'Mahoney, Chevron, Nueva Orleans, Luisiana, EUA; Marcelo Osvaldo Gennari, Reynosa, México; Pablo Saldungaray, Veracruz, México; Keith Schilling, Bangkok, Tailandia; Kwasi Tagbor y John Walsh, Houston, Texas; Badarinadh Vissapragada, Stavanger, Noruega; Canyon Wang, Pekín, China; Erik Wielemaker, La Haya, Países Bajos; y Smaïne Zeroug, París, Francia.

Array-Sonic, CBT (herramienta de evaluación de la Adherencia del Cemento), DSI (generador de Imágenes Sónico Dipolar), ECS (Espectroscopía de Captura Elemental), FMI (generador de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total), HRLA (Arreglo de Lateroperfil de Alta Resolución), LSS (herramienta Sónica de Espaciamiento Largo), MDT (Probador Modular de la Dinámica de la Formación), OBMI (generador de Imágenes Microeléctricas en Lodos a Base de Aceite), Platform Express, Sonic Scanner, TLC (Adquisición de Registros en Condiciones Difíciles) y Variable Density son marcas de Schlumberger.

1. Léonardon EG: "Logging, Sampling, and Testing," en Carter DV (ed): *History of Petroleum Engineering*. Ciudad de Nueva York: Instituto Americano del Petróleo (1961): 493-578.

2. La lentitud, también conocida como tiempo de tránsito de un estrato, es la inversa de la velocidad. La lentitud se expresa comúnmente en microsegundos por pie ( $\mu\text{s}/\text{pie}$ ).

**Las mediciones sónicas han recorrido un largo camino desde su introducción hace 50 años. El último avance en tecnología sónica proporciona los datos de mejor calidad que se hayan conocido hasta la fecha, permitiendo la obtención de mediciones acústicas para caracterizar las propiedades mecánicas y de los fluidos alrededor del pozo y hasta decenas de pies dentro de la formación.**

El descubrimiento y la producción de hidrocarburos en forma eficaz y efectiva requieren conocer las rocas y fluidos de un yacimiento y de las formaciones adyacentes. Para lograr este objetivo, se concibieron tres mediciones de campos petroleros básicas: electromagnéticas, nucleares y acústicas. Con los avances registrados en el diseño de las herramientas y en la adquisición, procesamiento e interpretación de datos, cada tipo de medición evolucionó para generar información adicional y diferente. Pero quizás ninguna alcanzó el grado de desarrollo logrado por la medición acústica o sónica.

En sus primeros días, las mediciones sónicas eran relativamente simples. Comenzaron como una forma de ajustar las señales sísmicas a las capas de las rocas.<sup>1</sup> Hoy, las mediciones sónicas revelan una multitud de propiedades de yacimientos y pozos. Pueden utilizarse para inferir la porosidad primaria y secundaria, la permeabilidad, la litología, la mineralogía, la presión de poro, la invasión, la anisotropía, el tipo de fluido, la magnitud y dirección de los esfuerzos, la presencia y alineación de las fracturas y la calidad de la adherencia entre la cementación y la tubería de revestimiento.

Las mejoras introducidas en las mediciones sónicas están mejorando nuestra capacidad para determinar algunas de estas propiedades. La precisión se está incrementando en las mediciones básicas, que implican la estimación de las lentitudes (inversas de la velocidad) de las ondas compresionales ( $P$ ) y de corte ( $S$ ).<sup>2</sup> Las variaciones producidas en la lentitud también están siendo caracterizadas en forma más completa, lo que conduce a comprender mejor el cambio de las propiedades de las formaciones con la distancia y la dirección.

Las propiedades de las formaciones a menudo varían direccionalmente, de manera que para ser descritas en forma completa, deben ser medidas en tres dimensiones. El pozo posee un sistema natural de coordenadas 3D cilíndricas: axial, o a lo largo del pozo; radial, o perpendicular al eje del pozo; y azimutal, o alrededor del pozo. Las variaciones que se producen alrededor y lejos del pozo dependen de muchos factores, incluyendo el ángulo que forma el pozo con la estratificación sedimentaria. Las variaciones axiales son típicas de los pozos verticales en capas horizontales y pueden indicar cambios en la litología, el contenido de fluidos, la porosidad y la permeabilidad. Las variaciones radiales producidas en las propiedades de las rocas y fluidos surgen debido a las distribuciones no uniformes de los esfuerzos y la alteración mecánica o química causada en la región vecina al pozo por el proceso de perforación. Las variaciones azimutales pueden indicar la existencia de anisotropía, que es causada por la estratificación de los granos minerales, las fracturas alineadas o los esfuerzos diferenciales.

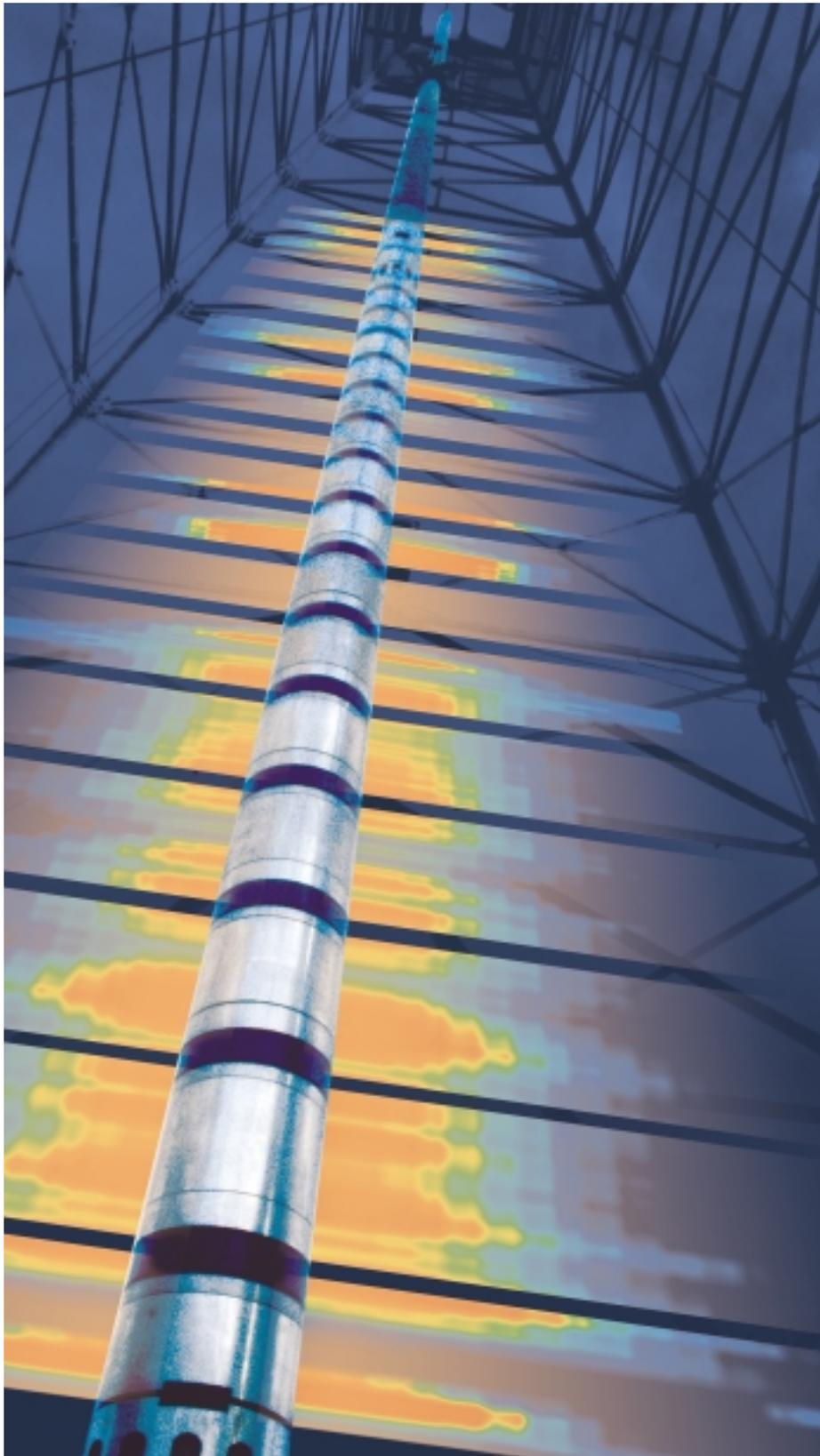
El mejoramiento de la caracterización de las lentitudes de las ondas compresionales y las ondas de corte en términos de sus variaciones radiales, azimutales y axiales ahora es posible con una nueva herramienta sónica: la plataforma de barrido acústico Sonic Scanner. Las formas de onda de alta calidad y las técnicas de procesamiento de avanzada se traducen en estimaciones de la lentitud más precisas, incluso en sedimentos no consolidados y en pozos grandes; además, conducen a mediciones de lentitud a través de la tubería de revestimiento confiables. Estas mejoras resultan en una mejor caracterización de la roca del subsuelo y de las propiedades

de los fluidos, lo que implica pozos más estables, terminaciones más duraderas y mayor producción.

Este artículo describe los avances registrados en el diseño de las herramientas y la calidad de los datos resultantes de la sonda Sonic Scanner.

Algunos ejemplos de EUA, Noruega y México destacan ciertas aplicaciones entre las que se encuentran la determinación de las velocidades de las ondas de corte en formaciones ultralenas, la generación de perfiles radiales para la

optimización de las operaciones de perforación, terminación y extracción de muestras, la adquisición de registros de movilidad de los fluidos, la caracterización de las fracturas y la generación de imágenes lejos del pozo.



### Un éxito de la ingeniería

Con más frecuencia que las herramientas de adquisición de registros electromagnéticos y nucleares, la sola presencia de una herramienta sónica en un pozo puede introducir sesgos en las mediciones que adquiere. La cubierta de acero de la herramienta es extremadamente eficiente en lo que respecta a la propagación de las ondas sínicas. Los diseñadores de herramientas de adquisición de registros sínicos han minimizado este efecto indeseado mediante el aislamiento de los transmisores con respecto a los receptores con materiales aislantes o mediante el fresado de ranuras y surcos en la cubierta de acero (véase "Historia de la adquisición de registros sínicos con herramientas operadas con cable," *página 34*). Estos esfuerzos se centraron en retardar las señales no deseadas y hacer la herramienta lo más transparente posible con respecto a la medición.

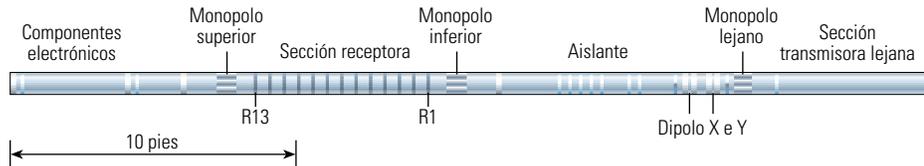
La herramienta Sonic Scanner es completamente diferente a otras herramientas. Su diseño, la composición de su material y sus componentes fueron concebidos de manera de poder modelar los efectos de su presencia. Estos efectos pueden ser incorporados luego en la predicción de la respuesta herramienta-pozo-formación completa. Estas predicciones teóricas fueron verificadas mediante resultados experimentales en un pozo de prueba que posee propiedades de formaciones conocidas. Como resultado, los efectos de la herramienta pueden ser previstos con precisión en formaciones homogéneas isotrópicas y se pueden realizar correcciones en tiempo real en la localización del pozo.

La geometría de los transmisores-receptores (TR) y la funcionalidad de la nueva herramienta fueron diseñadas cuidadosamente para proporcionar mediciones de la lentitud de las ondas  $P$ ,  $S$ , de Stoneley y flexurales, en profundidades de investigación radiales variables (véase "Acústica de pozo," *página 36*). Estos modos operan a una velocidad de adquisición de registros de 549 m/h [1,800 pies/h]. Para el escenario típico en el que las velocidades de las ondas compresionales y de corte presentes en las formaciones se incrementan con la distancia respecto del pozo, esto se logra aumentando el espaciamiento TR para explorar la formación más profundamente. La herramienta Sonic Scanner combina este enfoque de espaciamiento largo con el espaciamiento TR

estrecho de un arreglo compensado por efecto de pozo y además incorpora receptores distribuidos en forma azimutal. La herramienta ofrece 13 estaciones axiales en un arreglo de receptores de 1.8 m [6 pies]. Cada estación posee ocho receptores colocados cada 45° alrededor de la herramienta, lo que resulta en un total de 104 sensores.<sup>3</sup> En cada extremo del arreglo de receptores se instala un transmisor monopolar, y otro transmisor monopolar y dos transmisores dipola-

señal de barrido de frecuencias mantiene cada frecuencia con una duración mayor que las fuentes dipolares de banda angosta, lo que provee más energía dipolar a la formación.

Al igual que en las herramientas sónicas previas, tales como el generador de Imágenes Sónico Dipolar, las dos fuentes dipolares están orientadas en sentido ortogonal. Una vibra en línea con el eje de referencia de la herramienta y la otra en un ángulo de 90° con respecto al eje. Estos dispo-



^ Herramienta Sonic Scanner con 13 estaciones axiales en un arreglo de receptores de 6 pies. Cada estación posee ocho receptores distribuidos azimutalmente, lo que resulta en 104 sensores distribuidos por toda la herramienta. Los tres transmisores monopolares permiten la adquisición de datos con espaciamientos largos y cortos para la compensación por efectos de pozo, en profundidades de investigación variables. Dos transmisores dipolares ortogonales generan ondas flexurales para la caracterización de la lentitud de las ondas de corte en formaciones lentas y anisotrópicas.

res orientados en sentido ortogonal se colocan un poco más lejos en la herramienta (arriba).

Cada uno de los tres transmisores monopolares Sonic Scanner produce un impulso de presión más intenso que los transmisores de las herramientas sónicas previas. Con un “clic” agudo, generan ondas *P* y *S* claras, así como también el modo de Stoneley de baja frecuencia y la energía de alta frecuencia necesarios para la evaluación de la cementación.

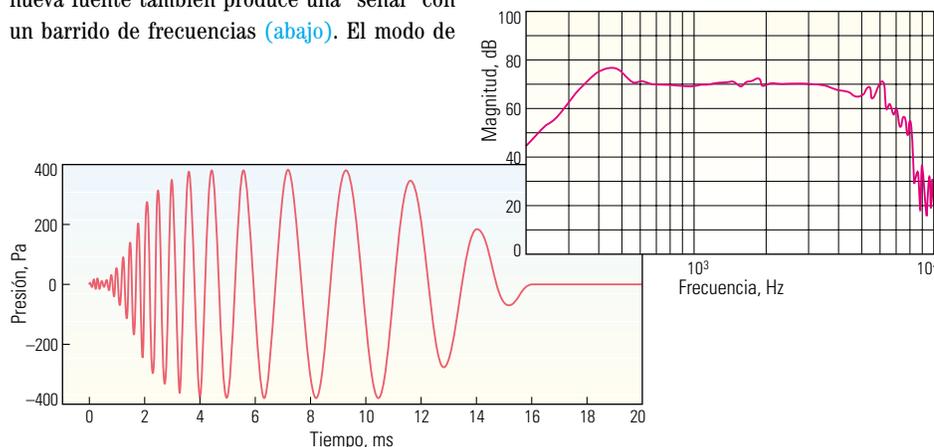
Cada uno de los dos transmisores dipolares es un dispositivo vibratorio compuesto por un motor electromagnético instalado en un cilindro suspendido en la herramienta. Este mecanismo genera una señal dipolar de alta presión sin inducir vibraciones en la cubierta de la herramienta. La fuente vibratoria puede ser operada en dos modos: la fuente dipolar tradicional en modo de pulso produce un “clic” profundo; la nueva fuente también produce una “señal” con un barrido de frecuencias (abajo). El modo de

sitivos generan modos flexurales intensos; ondas que sacuden suavemente el pozo entero de la misma manera que una persona puede sacudir un árbol desde su tronco. Los modos flexurales se propagan por el pozo, hacia la superficie y hacia el fondo, y además penetran en la formación hasta diferentes profundidades que dependen de sus frecuencias. El contenido de frecuencias—entre 300 Hz y 8 kHz—de la nueva fuente dipolar que produce una señal con un barrido de frecuencias excita los modos flexurales en todas las condiciones de pozos y formaciones, incluyendo las formaciones lentas y asegura una máxima relación señal-ruido.

La nueva herramienta sónica produce formas de ondas *P*, *S*, de Stoneley y flexurales de calidad inigualada. Un ejemplo tomado de una formación

rápida típica del área marina de Noruega muestra formas de onda adquiridas de los transmisores monopolares y dipolares (próxima página, arriba). En las frecuencias altas, la fuente monopolar genera ondas *P*, *S* y de Stoneley claras, mientras que en las frecuencias bajas genera predominantemente ondas de Stoneley. Los transmisores dipolares X e Y generan ondas flexurales. Las curvas de dispersión muestran la lentitud en función de la frecuencia para los arribos de ondas de corte no dispersivas, de ondas de Stoneley levemente dispersivas y de ondas flexurales altamente dispersivas. El límite de baja frecuencia de la curva de dispersión de las ondas flexurales se encuentra en línea con la lentitud de la onda cónica de corte y con la lentitud verdadera de las ondas de corte de la formación. Las dos curvas flexurales coinciden, lo que indica ausencia de anisotropía azimutal.

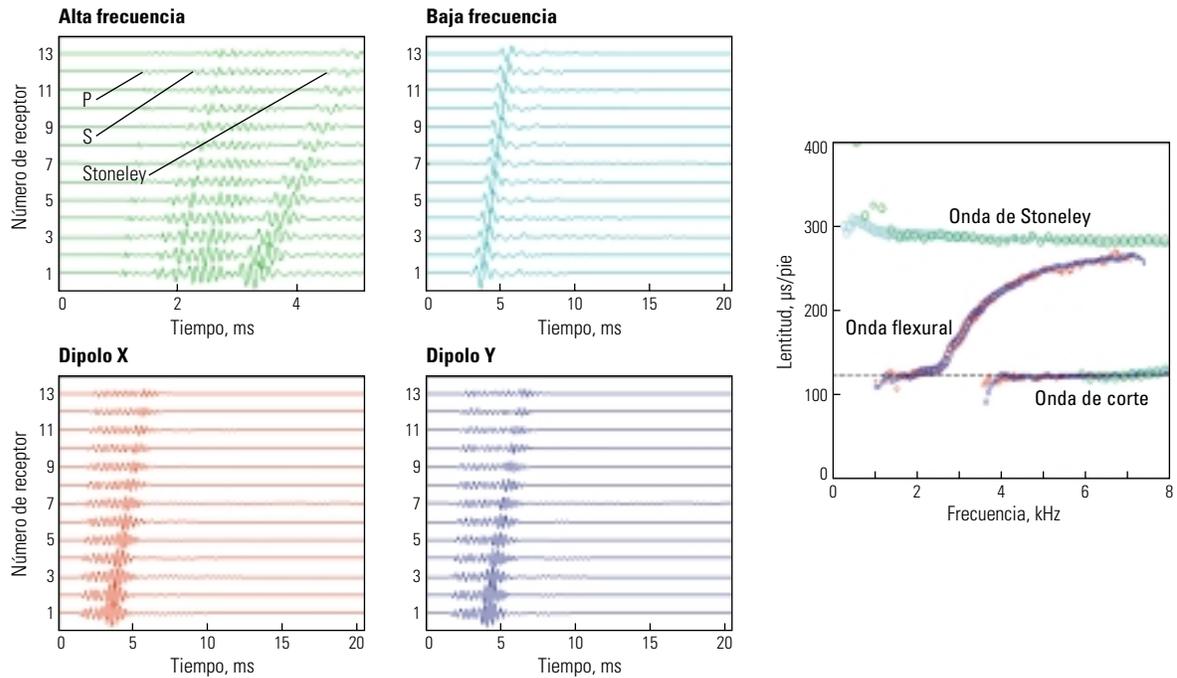
Las formas de onda provenientes de las mismas fuentes en una formación lenta de EUA exhiben diferencias evidentes, en comparación con los resultados de una formación rápida (próxima página, extremo inferior). La fuente monopolar de alta frecuencia no genera ninguna



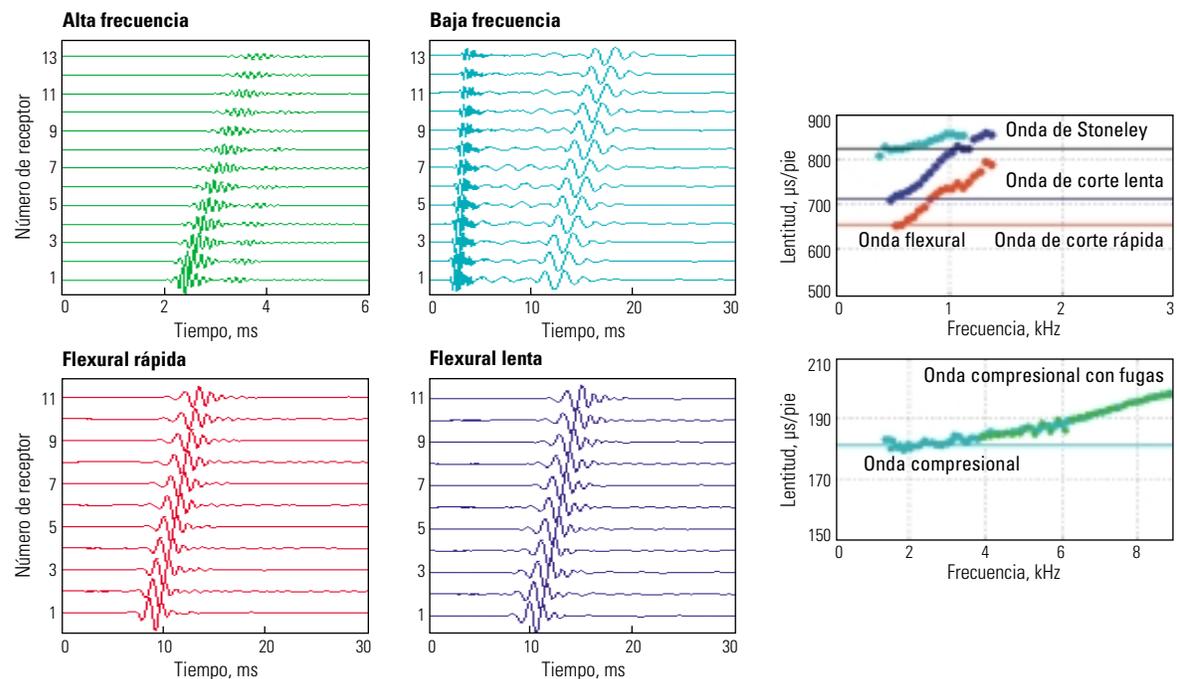
^ El barrido de frecuencias del transmisor dipolar Sonic Scanner. La potente señal en barrido de frecuencia crea una respuesta de banda ancha (inserto) que es plana entre aproximadamente 300 Hz y 8 kHz.

3. Pistre V, Kinoshita T, Endo T, Schilling K, Pabon J, Sinha B, Plona T, Ikegami T y Johnson D: “A Modular Wireline Sonic Tool for Measurements of 3D (Azimuthal, Radial, and Axial) Formation Acoustic Properties,” *Transcripciones del 46o Simposio Anual sobre Adquisición de Registros de la SPWLA*, Nueva Orleans, 26 al 29 de junio de 2005, artículo P.

Pistre V, Plona T, Sinha B, Kinoshita T, Tashiro H, Ikegami T, Pabon J, Zeroug S, Shenoy R, Habashy T, Sugiyama H, Saito A, Chang C, Johnson D, Valero H-P, Hsu CJ, Bose S, Hori H, Wang C, Endo T, Yamamoto H y Schilling K: “A New Modular Sonic Tool Provides Complete Acoustic Formation Characterization,” *Resúmenes Expandidos*, 75a Reunión Anual de la SEG, Houston (6 al 11 de noviembre de 2005): 368–371.



^ Formas de onda (*izquierda*) provenientes de una formación rápida, en el área marina de Noruega. Los transmisores monopoles (*extremo superior*) en las frecuencias altas (*izquierda*) generan ondas P, S y de Stoneley claras, y las frecuencias bajas (*derecha*) generan principalmente ondas de Stoneley. Las formas de onda flexurales generadas por los transmisores dipolares (*extremo inferior*) se registran en los receptores X (*izquierda*) e Y (*derecha*). El análisis de dispersión (*derecha*) muestra datos de Stoneley levemente dispersivos, datos flexurales altamente dispersivos y datos de corte no dispersivos. La onda compresional es excitada sólo en las frecuencias de más de 8 kHz presentes en esta formación y no se muestra en la curva de dispersión. [Modificado del trabajo de Pistre et al, referencia 3 (SEG).]



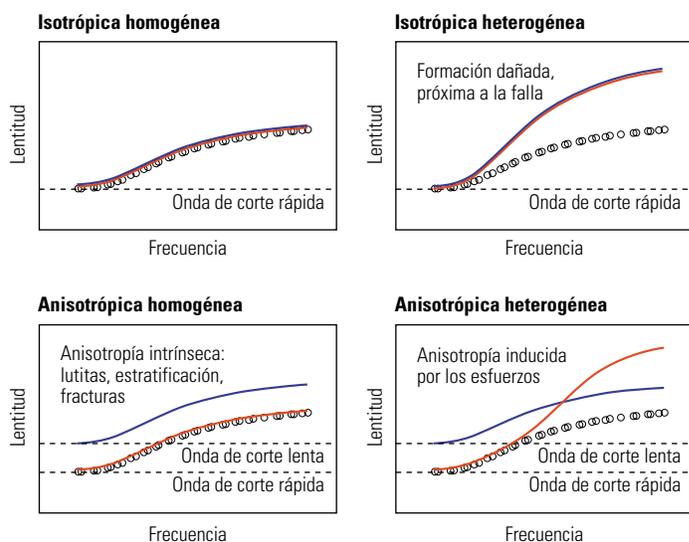
^ Formas de onda (*izquierda*) provenientes de una formación lenta en EUA. La fuente monopolar de alta frecuencia (*extremo superior izquierda*) no genera ninguna onda de corte y las ondas de Stoneley que genera son más pequeñas que en el caso de la formación rápida. En la baja frecuencia, la fuente monopolar (*extremo superior derecha*) genera predominantemente ondas de Stoneley. Los transmisores dipolares X e Y generan ondas flexurales de baja frecuencia, en comparación con la formación rápida. La anisotropía existente en esta formación produce la división de las ondas flexurales, creando una onda flexural rápida y otra lenta (*extremo inferior izquierda y derecha*, respectivamente). Los datos de dispersión de baja frecuencia (*derecha*) incluyen el modo de Stoneley y dos modos flexurales. El análisis de dispersión de frecuencia más alta de los datos de ondas P revela la existencia de dispersión—rotulada como compresional con fugas—en las frecuencias más altas. [Modificado del trabajo de Pistre et al, referencia 3 (SEG)].

onda de corte directa pero sí genera ondas compresionales con fugas. En las frecuencias bajas, la fuente monopolar nuevamente genera ondas de Stoneley, pero además se genera una fuerte onda compresional con fugas. Los transmisores dipolares X e Y generan ondas flexurales con la respuesta de baja frecuencia característica de una formación lenta. Los datos de dispersión incluyen el modo de Stoneley levemente dispersivo y la onda compresional con fugas pero ninguna onda cónica de corte, como es dable esperar en una formación lenta. En ausencia de ondas cónicas de corte, la lentitud de la onda de corte se estima del límite de baja frecuencia del modo flexural.

El modo flexural no es tan dispersivo como en una formación rápida; sin embargo, es más dispersivo que aquel que es dable esperar en una formación isotrópica homogénea. En la baja frecuencia, las dos curvas de dispersión de las ondas flexurales se nivelan en diferentes lentitudes, lo que indica la existencia de anisotropía

azimutal. Las formas de ondas flexurales han sido rotadas matemáticamente en las direcciones de las ondas de corte rápidas y lentas.<sup>4</sup>

El análisis de las curvas de dispersión de las ondas flexurales provenientes de la herramienta Sonic Scanner clasifica las formaciones de acuerdo con el tipo de anisotropía, mediante la comparación de las curvas de dispersión observadas con las modeladas, asumiendo la presencia de una formación isotrópica homogénea (**abajo**). En una formación isotrópica homogénea, las ondas de corte no se dividen en una componente rápida y una componente lenta, de manera que las dos curvas de dispersión de las ondas flexurales observadas poseen respuestas sísmicas idénticas de lentitud versus frecuencia y se superponen con la curva modelada. En casos de anisotropía intrínseca, tales como las lutitas o las formaciones fracturadas, las curvas de dispersión de las ondas de corte rápidas y lentas están separadas en todos lados y tienden a la lentitud verdadera en la frecuencia cero.<sup>5</sup>



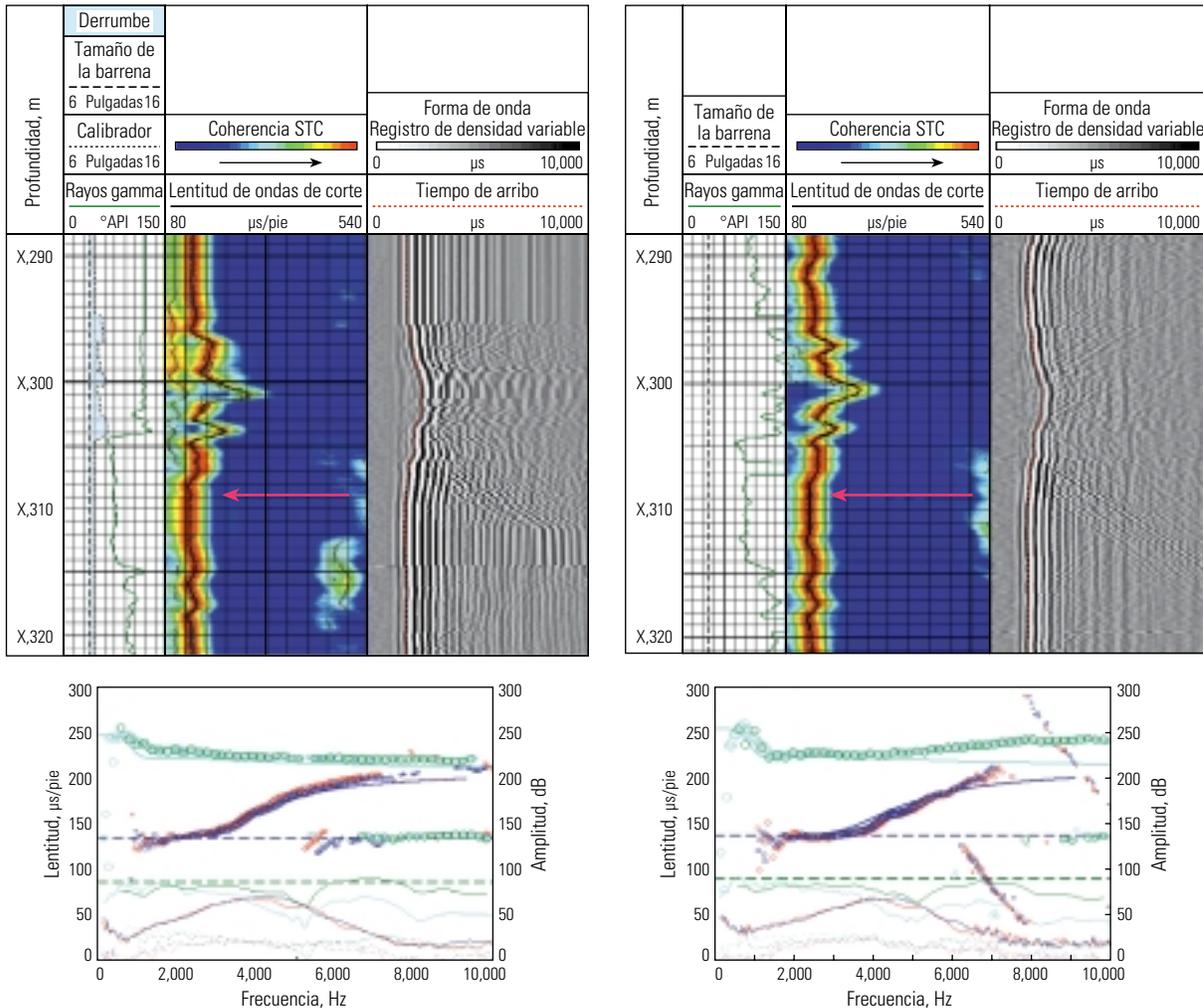
^ Curvas de dispersión de ondas flexurales para la clasificación de la anisotropía y la heterogeneidad de las formaciones. En un medio isotrópico homogéneo (*extremo superior izquierdo*), las curvas de dispersión observadas para las ondas flexurales registradas en los receptores dipolares ortogonales (curvas roja y azul) se ajustan a las curvas de dispersión de ondas flexurales modeladas (círculos negros). En una formación isotrópica heterogénea (*extremo superior derecho*), ambas curvas de dispersión observadas muestran mayor lentitud con el incremento de la frecuencia, que el modelo isotrópico homogéneo. La mayor lentitud con el incremento de la frecuencia indica que la región vecina al pozo se ha vuelto más lenta, un signo de daño alrededor del pozo. En un medio anisotrópico homogéneo (*extremo inferior izquierdo*), como el que posee anisotropía intrínseca, la curva de dispersión de ondas flexurales rápidas (rojo) se ajusta al modelo isotrópico homogéneo (en una primera aproximación), mientras que la curva de dispersión de ondas flexurales lentas (azul) posee la misma forma pero se traduce en lentitudes más altas. En un medio anisotrópico heterogéneo (*extremo inferior derecho*), las dos curvas de dispersión de ondas flexurales observadas se cruzan. Este fenómeno es el resultado de la concentración de esfuerzos en la región vecina al pozo e indica la existencia de anisotropía inducida por esfuerzos.

En formaciones que han experimentado daño inducido por la perforación y que están próximas a la falla, pero que de lo contrario son homogéneas e isotrópicas, las dos curvas de dispersión son idénticas aunque muestran una lentitud mucho mayor en las frecuencias altas que la dispersión modelada para una formación isotrópica homogénea. En formaciones con anisotropía inducida por los esfuerzos, las curvas de dispersión de las ondas de corte rápidas y lentas se cruzan. Este rasgo característico es causado por las concentraciones de los esfuerzos en la región vecina al pozo.<sup>6</sup> Estas relaciones simplificadas entre las curvas de dispersión resultan válidas cuando sólo un mecanismo físico controla el comportamiento de las ondas. Cuando los mecanismos involucrados son múltiples, por ejemplo si existe tanto anisotropía inducida por los esfuerzos como anisotropía intrínseca presente, las curvas pueden ser diferentes.

Además de efectuar mediciones en agujero descubierto, en formaciones isotrópicas, anisotrópicas, homogéneas y heterogéneas, la herramienta Sonic Scanner provee resultados de alta calidad detrás de la tubería de revestimiento. El diseño mejorado de la herramienta registra formas de onda a través del revestimiento con una alta relación señal-ruido. Los poderosos transmisores y el gran ancho de banda disponible permiten la adquisición de datos de lentitud de las formaciones a través de la tubería de revestimiento y del cemento de espesor variable.

La capacidad de medir las propiedades de las formaciones a través del revestimiento permite que las compañías monitoreen los efectos mecánicos de la producción sobre la formación productora. Muchas formaciones experimentan compactación, debilitamiento u otros cambios con el tiempo, como resultado del agotamiento de la presión o como consecuencia de la inyección de agua.

En un ejemplo de un pozo de Statoil situado en el Mar del Norte, los datos Sonic Scanner fueron adquiridos tanto en agujero descubierto de 8.5 pulgadas como detrás de la tubería de revestimiento de 8 pulgadas de diámetro externo, antes de poner el pozo en producción ([próxima página](#)). Los registros adquiridos en agujero descubierto en la zona de interés indican una formación más lenta y más blanda entre X,296 y X,305 m. El registro del calibrador señala un derrumbe en este intervalo. Si se comparan con los registros adquiridos en agujero descubierto, las lentitudes de las ondas compresionales y de corte adquiridas en pozo entubado son marcadamente similares incluso a través de la zona lavada. Las curvas de dispersión en ambos casos también son similares.



^ Resultados en agujero descubierto (*izquierda*) y en pozo entubado (*derecha*) correspondientes a un pozo de Statoil situado en el Mar del Norte. La herramienta Sonic Scanner mide las lentitudes de las ondas P, S y de Stoneley en agujero descubierto y detrás de la tubería de revestimiento, aun donde el calibrador (Carril 1) indica la presencia de una zona lavada (entre X,296 y X,305 m) en los registros obtenidos en agujero descubierto. La lentitud de modo flexural exhibida en el Carril 2 de cada conjunto está definida en forma más neta, con una banda cromática más estrecha, en el ejemplo correspondiente al pozo entubado que en el correspondiente a los registros de agujero descubierto. En las curvas de dispersión (*extrema inferior*), la lentitud de las ondas compresionales se muestra con guiones verdes y la lentitud de las ondas de corte, con guiones azules.

En Medio Oriente, la herramienta Sonic Scanner ha sido utilizada en múltiples ocasiones para efectuar mediciones de la lentitud a través de la tubería de revestimiento de 13 pulgadas, en pozos de más de 20 pulgadas de diámetro. En cada uno de los casos, a pesar de la cementación pobre, se obtuvieron buenos datos de lentitud de ondas de corte a lo largo de todo el intervalo y se registró una lentitud compresional adecuada al menos a lo largo de medio intervalo.

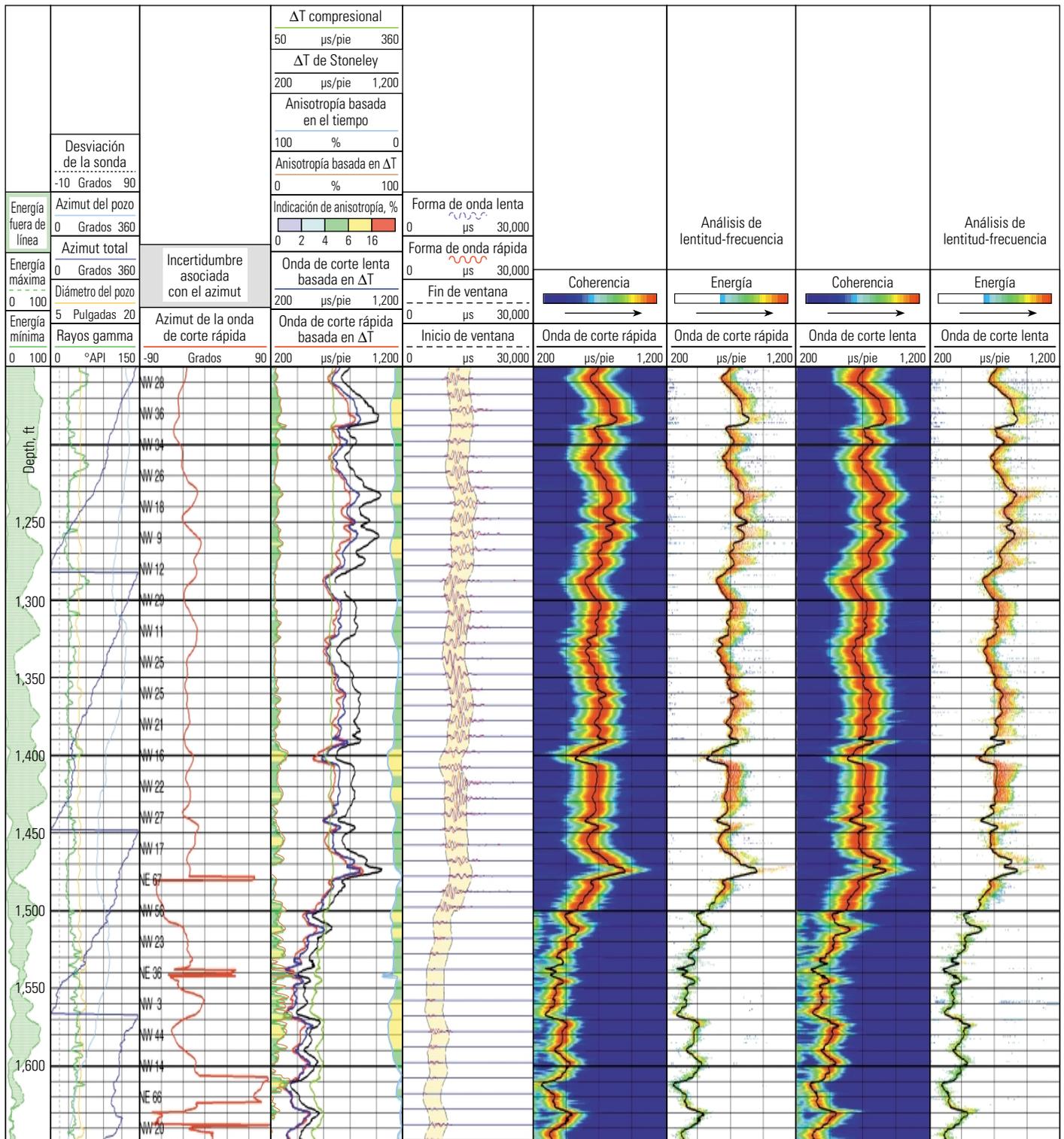
La herramienta Sonic Scanner no sólo obtiene resultados de lentitud detrás de la tubería de revestimiento sino que además puede evaluar simultáneamente la calidad de la adherencia del cemento y el tope del cemento. Las señales registradas por los receptores que se encuentran a una distancia de entre 0.9 y 1.5 m [3 y 5 pies] con respecto a los dos transmisores monopoles cercanos, son procesadas para producir una

medición de la atenuación discriminada, libre de los efectos de los fluidos de normalización de la herramienta y de las derivas de presión y temperatura. Los resultados son comparables con los de la herramienta de evaluación de la Adherencia del Cemento CBT, pero además se corrigen por las propiedades de la tubería de

revestimiento y de la cementación. La evaluación de la integridad del pozo y de las propiedades de las formaciones en la misma bajada de la herramienta evita las carreras separadas de adquisición de registros y reduce el tiempo de equipo de perforación y los costos de movilización.

4. Las fuentes dipolares X e Y están separadas por una distancia de 1 pie. Si bien esto evita la interferencia eléctrica, también significa que las formas de onda deben desplazarse 1 pie, antes de la rotación de Alford. Esto reduce el número de formas de onda colocadas de 13 a 11. Formas de onda colocadas es una expresión acuñada para designar al conjunto de señales originadas de distintos disparos de los dipolos X e Y y en correspondencia entre sí, cuando los sensores están ubicados a través de la misma formación y a los mismos espaciamientos entre transmisor y receptor. Este arreglo puede lograrse sólo para 11 formas de onda (de allí el término formas de onda colocadas).  
Alford RM: "Shear Data in the Presence of Azimuthal Anisotropy: Dilley, Texas," *Resúmenes Expandidos*, 56a Reunión Internacional Anual de la SEG, Houston (2 al 6 de noviembre de 1986): 476-479.

5. Para identificar la anisotropía de este modo, el eje de simetría de la anisotropía debe ser perpendicular al eje del pozo. Por ejemplo, las herramientas de adquisición de registros dipolares cruzados en los pozos verticales pueden detectar la anisotropía causada por las fracturas verticales alineadas y, en los pozos horizontales, pueden detectar la anisotropía causada por las laminaciones horizontales.
6. Sinha BK y Kostek S: "Stress-Induced Azimuthal Anisotropy in Borehole Flexural Waves," *Geophysics* 61, no. 6 (Noviembre-diciembre de 1996): 1899-1907.  
Winkler KW, Sinha BK y Plona TJ, "Effects of Borehole Stress Concentrations on Dipole Anisotropy Measurements," *Geophysics* 63, no. 1 (Enero-febrero de 1998): 11-17.



^ Lentitudes de las ondas de corte computadas de registros de ondas flexurales en la Formación Antílope; formación extremadamente lenta correspondiente al campo Cymric situado en California. En la zona diatomítica, hasta 1,500 pies de profundidad, las lentitudes de las ondas de corte del Carril 3 promedian 700  $\mu\text{s}/\text{pie}$  y se aproximan a 900  $\mu\text{s}/\text{pie}$  en ciertos intervalos. Por debajo de esa profundidad, las lentitudes de las ondas de corte decrecen hasta aproximadamente 400  $\mu\text{s}/\text{pie}$ . La gran separación existente entre la energía fuera de línea mínima y máxima, en el carril correspondiente a la profundidad, indica la existencia de anisotropía. El Carril 1 muestra los rayos gamma (verde), el diámetro del pozo (amarillo), el azimut del pozo (azul claro) y el azimut de la herramienta que rota continuamente (azul oscuro). El azimut de la onda de corte rápida, que se indica en el Carril 2 (rojo), es relativamente constante en la zona anisotrópica por encima de 1,500 pies, a pesar de la rotación continua de la herramienta. Además de las lentitudes de las ondas de corte rápidas (rojo) y lentas (azul), derivadas del análisis de dispersión, el Carril 3 muestra la lentitud de las ondas de Stoneley (negro), la lentitud de las ondas  $P$  (curva verde) y las anisotropías basadas en la lentitud (borde izquierdo del carril) y en el tiempo (borde derecho del carril). El Carril 4 muestra las formas de onda y las ventanas de tiempo utilizadas para el análisis de las ondas flexurales. Las proyecciones coherencia-tiempo-lentitud (STC, por sus siglas en inglés) para las ondas de corte rápidas y lentas se indican en el Carril 5 y en el Carril 7, respectivamente. Las proyecciones del análisis de lentitud-frecuencia (SFA, por sus siglas en inglés) para las ondas de corte rápidas y lentas se muestran en el Carril 6 y en el Carril 8, respectivamente. (Modificado del trabajo de Walsh et al, referencia 8).

### Lentitud extrema

Algunas formaciones son tan lentas que no sólo la lentitud de las ondas *S* es mayor que la del lodo sino que además la lentitud de las ondas *P* se aproxima a la del lodo. En estas circunstancias, la onda *P* pierde energía en la formación, en lo que se conoce como modo *P* con fugas, y es dispersiva. En el límite de baja frecuencia, la curva de dispersión de las ondas *P* con fugas tiende hacia la lentitud de las ondas *P* y, en el límite de alta frecuencia, alcanza la lentitud del fluido del pozo.<sup>7</sup>

La Formación Antelope del campo petrolero Cymric, que se encuentra en el Valle de San Joaquín, California, es uno de esos casos que combina la lentitud extrema con otras complicaciones que convierten la adquisición de registros sísmicos en un desafío.<sup>8</sup> La litología de la formación está compuesta por diatomita y cristobalita; formas de sílice opalizado. La permeabilidad es baja, promediando 2 mD. Sobre la base de estudios previos, se sabe que la lentitud de las ondas compresionales se aproxima a 200  $\mu\text{s}/\text{pie}$ , valor similar al de la lentitud de la onda de lodo y, en ciertas secciones, la lentitud de las ondas de corte excede 800  $\mu\text{s}/\text{pie}$ .<sup>9</sup> Los perfiles sísmicos verticales de nueve componentes y los registros sísmicos dipolares cruzados han detectado magnitudes y direcciones de la anisotropía que cambian con la profundidad y a través de distintas regiones del campo.<sup>10</sup> El conocimiento de las velocidades acústicas y de la anisotropía puede ser importante para el diseño de las operaciones de estimulación por fracturamiento hidráulico y recuperación mejorada de petróleo.

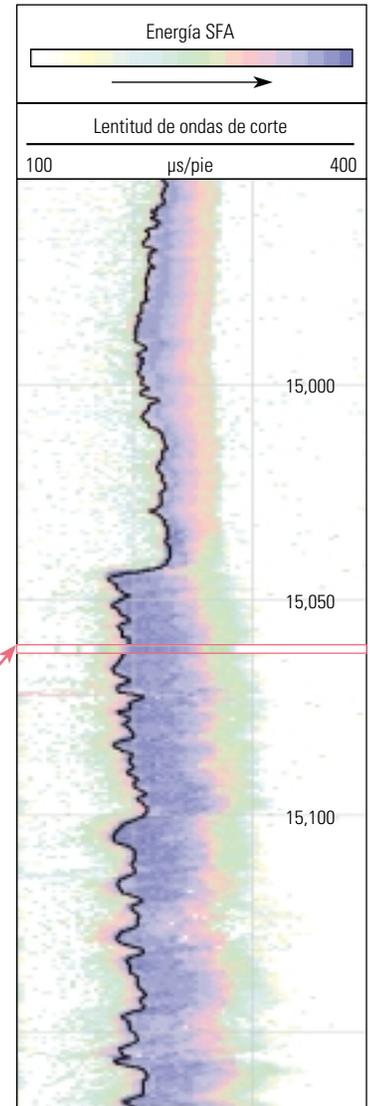
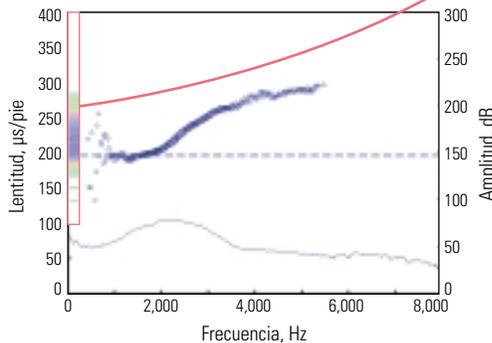
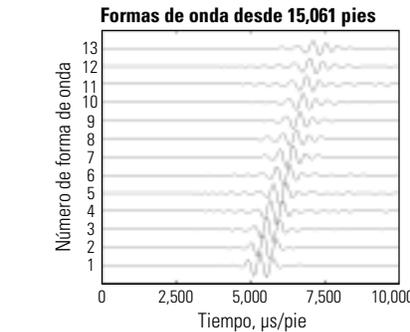
Las mediciones obtenidas con la herramienta Sonic Scanner proveen nuevos conocimientos acerca del comportamiento acústico de estas

rocas complejas. Se registraron formas de onda en un intervalo situado entre 296 y 503 m [972 y 1,650 pies] de profundidad, en un pozo cercano a la cresta de la estructura Cymric. En la zona de diatomita, a 457 m [1,500 pies], la lentitud de las ondas de corte derivada del procesamiento de las curvas de dispersión del modo flexural es al menos tan grande como la observada en programas de adquisición de registros previos, promediando 700  $\mu\text{s}/\text{pie}$  y aproximándose a 900  $\mu\text{s}/\text{pie}$  en ciertos intervalos (página anterior). Por debajo de esa profundidad, la lentitud de las ondas de corte decrece hasta aproximadamente 400  $\mu\text{s}/\text{pie}$ , en la zona de cristobalita.

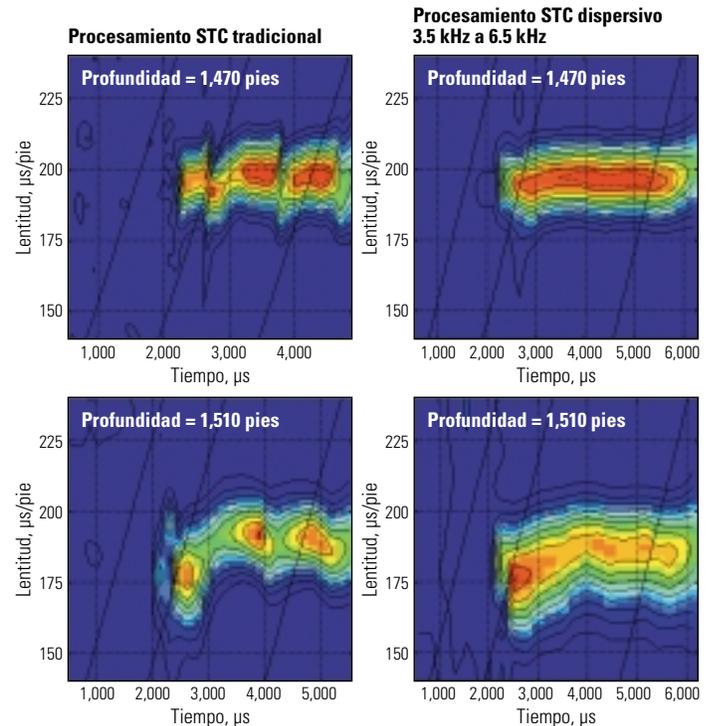
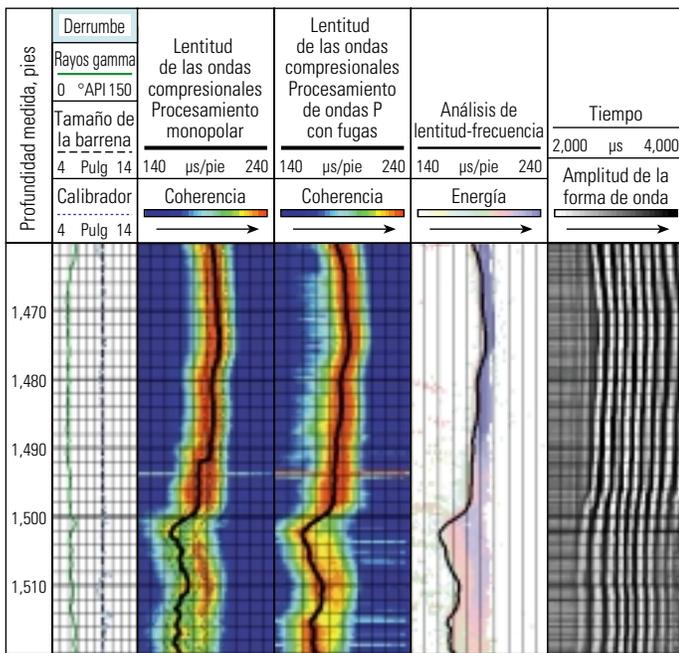
Gran parte del intervalo registrado exhibe anisotropía azimutal, como lo indica la gran separación existente entre la energía fuera de línea mínima y máxima, y también entre las lentitudes de las ondas de corte rápidas y lentas. La magnitud de la anisotropía oscila entre 4 y 8%, lo que coincide con los resultados de estudios previos.<sup>11</sup> La anisotropía basada en la lentitud se calcula dividiendo la diferencia entre las lentitudes de las ondas de corte rápidas y lentas por su promedio. El azimut de la dirección de la onda de corte rápida se encuentra entre N350 y N150, lo que concuerda en general con los estudios previos.<sup>12</sup>

Junto con las curvas de lentitud de las ondas de corte rápidas y lentas típicas, y las proyecciones de coherencia-tiempo-lentitud (STC, por sus siglas en inglés) observadas en muchas gráficas de registros sísmicos, las visualizaciones de los datos Sonic Scanner incluyen nuevos carriles de control de calidad donde se exhibe el análisis de lentitud-frecuencia (SFA, por sus siglas en inglés). Para crear gráficas SFA, se genera una curva de dispersión en cada profundidad utilizando las formas de ondas flexurales dipolares registradas (abajo).<sup>13</sup> La curva de dispersión se proyecta sobre el eje de lentitud y esta proyección

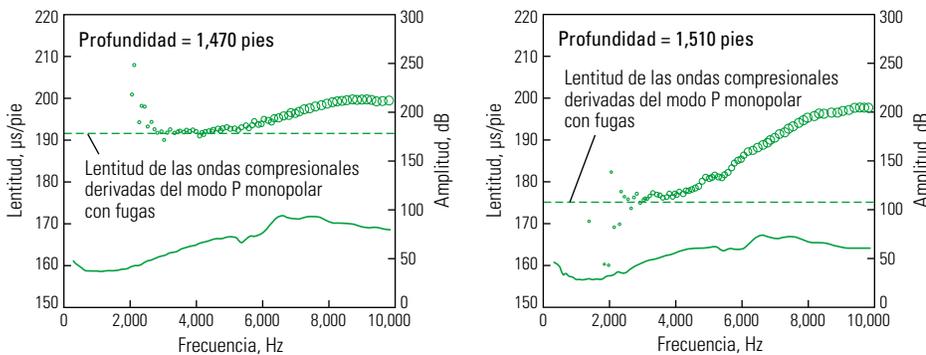
7. Valero H-P, Peng L, Yamamoto M, Plona T, Murray D y Yamamoto H: "Processing of Monopole Compressional in Slow Formations," *Resúmenes Expandidos, 74a Reunión Internacional de la SEG, Denver* (10 al 15 de octubre de 2004): 318-321.
8. Walsh J, Tagbor K, Plona T, Yamamoto H y De G: "Acoustic Characterization of an Extremely Slow Formation in California," *Transcripciones del 46o Simposio Anual sobre Adquisición de Registros de la SPWLA, Nueva Orleans*, 26 al 29 de junio de 2005, artículo U.
9. Hatchell PJ, De GS, Winterstein DF y DeMartini DC: "Quantitative Comparison Between a Dipole Log and VSP in Anisotropic Rocks from Cymric Oil Field, California," *Resúmenes Expandidos, 65a Reunión Internacional Anual de la SEG, Houston* (8 al 13 de octubre de 1995):13-16.
10. De GS, Winterstein DF, Johnson SJ, Higgs WG y Xiao H: "Predicting Natural or Induced Fracture Azimuths from Shear-Wave Anisotropy," artículo de la SPE 50993-PA, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 1, no. 4 (Agosto de 1998): 311-318.
11. De et al, referencia 10.
12. Hatchell et al, referencia 9.
13. Plona T, Kane M, Alford J, Endo T, Walsh J y Murray D: "Slowness-Frequency Projection Logs: A New QC Method for Accurate Sonic Slowness Evaluation," *Transcripciones del 46o Simposio Anual sobre Adquisición de Registros de la SPWLA, Nueva Orleans*, 26 al 29 de junio de 2005, artículo T.



Construcción de un registro de análisis de lentitud-frecuencia (SFA, por sus siglas en inglés) para controlar la calidad de la estimación de la lentitud de las ondas de corte derivada de las ondas flexurales. Las formas de onda flexurales dipolares en cada profundidad (*extremo superior izquierdo*) se analizan para estimar su lentitud en frecuencias variables. Los datos resultantes se representan gráficamente en una gráfica de lentitud-frecuencia (*extremo inferior izquierdo*), en la que el tamaño del círculo indica la cantidad de energía. Las energías se codifican en color y se proyectan sobre el eje de lentitud. La banda cromática se representa gráficamente en la profundidad adecuada para crear un registro (*derecha*). La estimación de la lentitud derivada del procesamiento STC dispersivo se representa gráficamente como una curva negra. La estimación de la lentitud es buena si coincide con el límite de frecuencia cero de la proyección SFA.



^ Estimación de la lentitud de las ondas compresionales mediante el procesamiento de los datos de dispersión de ondas *P* con fugas en la formación lenta Antelope (*izquierda*). El procesamiento monopolar tradicional que se muestra en el Carril 2 no provee estimaciones de la lentitud tan confiables como el procesamiento STC dispersivo (Carril 3). Las gráficas STC (*derecha*) desde dos profundidades diferentes muestran la coherencia mejorada que genera el procesamiento STC dispersivo (*derecha*), en comparación con el procesamiento STC tradicional (*izquierda*). El Carril 4 muestra el análisis de lentitud-frecuencia (SFA, por sus siglas en inglés) utilizando datos de dispersión de ondas *P* con fugas, como los que se muestran en las curvas de dispersión (*abajo*). (Modificado del trabajo de Walsh et al, referencia 8).



^ Curvas de dispersión para los arribos de ondas compresionales en la zona de diatomita superior (*izquierda*) y en la zona de cristobalita inferior (*derecha*). La lentitud de las ondas compresionales se estima a través de la lentitud del modo *P* con fugas en baja frecuencia. [Modificado del trabajo de Walsh et al, referencia 8].

se grafica en una presentación de tipo registro en función de la profundidad, similar a la forma en que se construye una proyección STC. El registro de lentitud estimado, obtenido del procesamiento STC dispersivo, se superpone sobre la proyección SFA y, si la lentitud estimada se ajusta al límite de baja frecuencia de la proyección SFA, la calidad de la estimación del valor de lentitud es alta. En formaciones azimutalmente anisotrópicas, las proyecciones SFA pueden graficarse tanto para la dirección de las ondas de corte rápidas como para la dirección de las ondas de corte lentas.

En esta formación extremadamente lenta, la fuente monopolar no excita una onda cónica compresional, sino un potente modo de ondas *P* con fugas. La lentitud de las ondas compresionales debe estimarse entonces del procesamiento STC dispersivo, en forma análoga a la técnica de determinación de la lentitud de las ondas de corte obtenida de los modos flexurales. La lentitud de las ondas compresionales se estima en 192  $\mu$ s/pie en la sección de diatomita somera y en 175  $\mu$ s/pie en la sección de cristobalita (*extremo superior*).

A raíz del éxito inicial de la herramienta Sonic Scanner, Chevron está planificando correr la herramienta en más pozos de este campo en el año 2006. Las velocidades sísmicas soportarán las técnicas microsísmicas de mapeo de las fracturas.<sup>14</sup>

#### Perfiles radiales de la variación de la lentitud

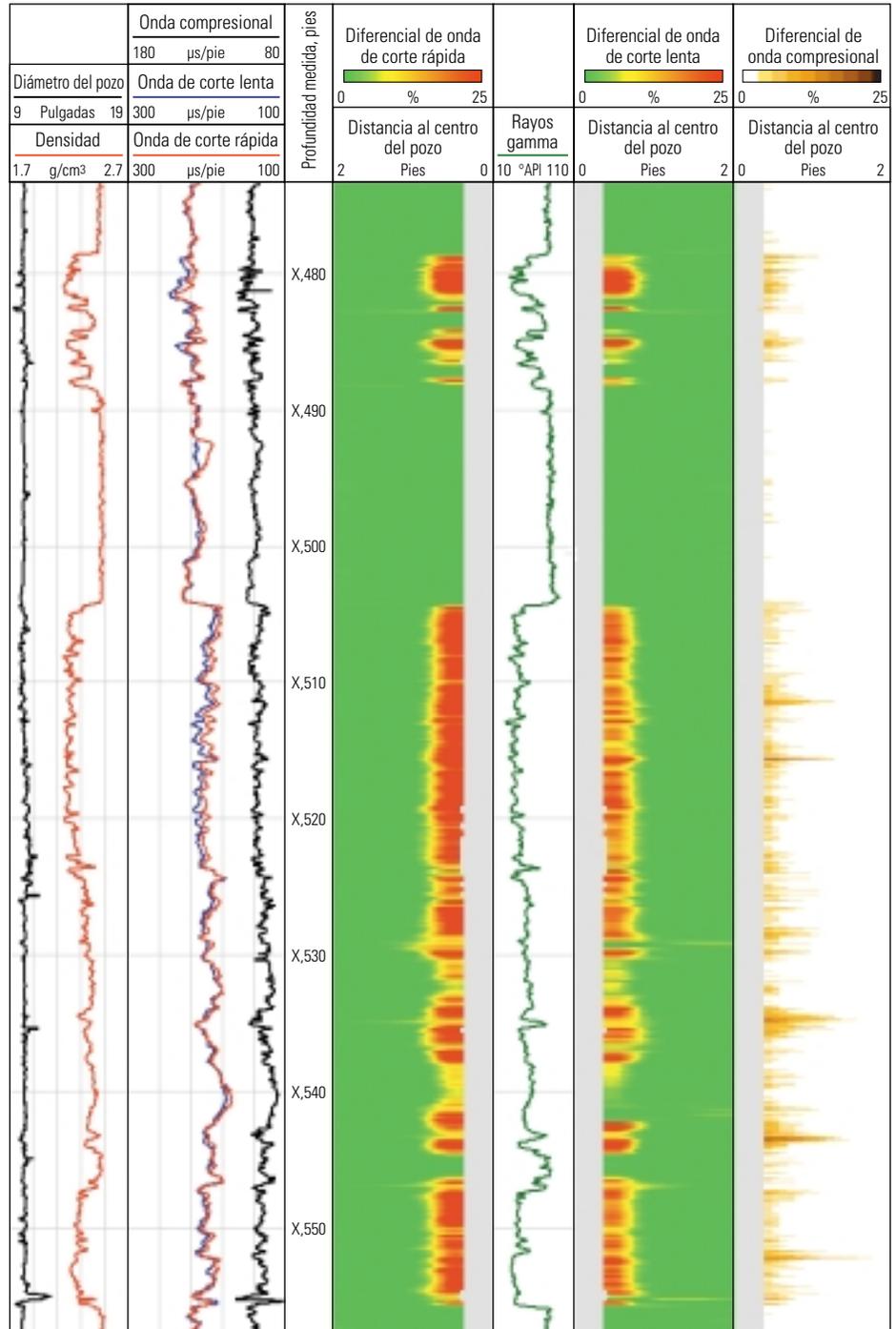
Las variaciones producidas en las propiedades de las formaciones pueden ser naturales o inducidas por el proceso de perforación, y pueden resultar beneficiosas o perjudiciales para la actividad de exploración y producción (E&P) inmediata. Mediante la caracterización completa de las lentitudes de las ondas *P* y de las ondas *S*, en un volumen significativo alrededor del pozo, se puede conocer la causa de la variación y tomar decisiones acerca de cómo sacar ventaja de la situación o mitigarla.

En un pozo de exploración reciente, situado en el área de South Timbalier del Golfo de México, Chevron penetró con éxito una arenisca establecida como objetivo. En otros pozos, la misma formación había presentado desafíos en cuanto a las operaciones de terminación de pozos, de modo que el programa de adquisición de registros de este pozo incluyó mediciones para evaluar sus propiedades mecánicas.

Los perfiles radiales de las lentitudes de las ondas de corte y de las ondas compresionales pueden revelar información importante sobre el estado de la formación cerca del pozo. La variación radial de la lentitud de las ondas compresionales se puede hallar examinando la diferencia en la lentitud de las ondas *P* detectada por el arreglo de receptores, provenientes de los transmisores monopolares cercano y lejano. Los rayos provenientes del transmisor cercano muestrean la zona alterada cercana al pozo, mientras que los rayos del transmisor lejano muestrean la zona inalterada, también conocida como campo lejano.

Cuando los datos de ondas *P* de los tres transmisores y los 13 receptores son sometidos a un proceso de reconstrucción topográfica, se obtiene una imagen clara de la variación radial.<sup>15</sup> Esta técnica de inversión emplea la técnica de trazado de rayos para calcular los tiempos de arribo de las señales en todos los sensores y actualiza un modelo de formación inicialmente homogénea para crear un modelo final que satisface los datos observados. Para visualizar el perfil radial de lentitud de las ondas compresionales resultante, el porcentaje diferencial entre la lentitud observada y la lentitud en el campo lejano se codifica en color y se grafica en función de la distancia radial que existe con respecto a la pared del pozo (*derecha*).

Los datos de este pozo de Chevron indicaron que las areniscas de interés exhibían variaciones radiales en la lentitud de las ondas compresionales que se aproximaban al 15% en la pared del pozo y se extendían en forma ascendente 30 cm [1 pie] dentro de la formación. No obstante, la sola cuantificación de la variación de la lentitud de las ondas *P* no identifica su causa. Las variaciones de la lentitud de las ondas compresionales pueden ser causadas por los cambios de fluidos, tales como la invasión de fluido de perforación, o por cambios radiales producidos en los esfuerzos o en la resistencia de la formación. La información adicional, obtenida del perfil radial de lentitud de las ondas de corte, podría ayudar a distinguir estos factores.

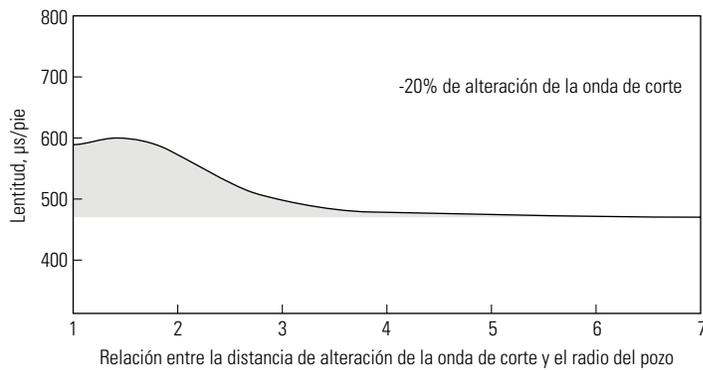
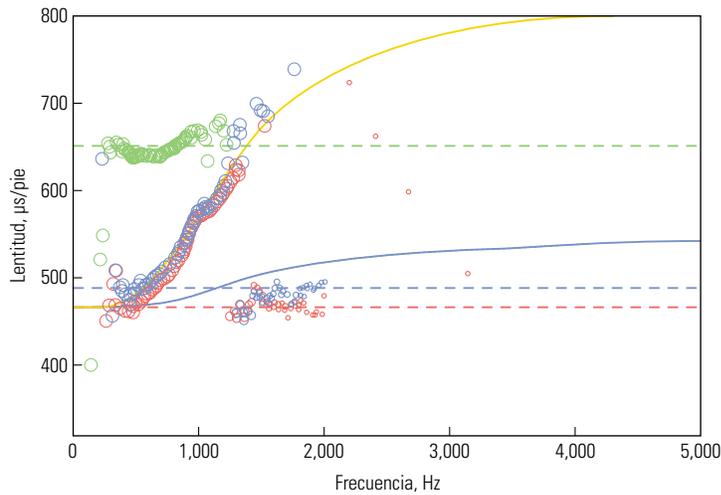


▲ Perfiles radiales de ondas compresionales y de corte en un pozo de Chevron, situado en el Golfo de México. Los datos de ondas *P* de los tres transmisores y los 13 receptores constituyen los datos de entrada para la reconstrucción tomográfica basada en el trazado de rayos a través de una formación modelada con propiedades que varían gradualmente lejos del pozo. El porcentaje de la diferencia entre la lentitud de las ondas compresionales observadas y la lentitud de la formación de campo lejano inalterada se representa gráficamente en escalas de color y distancia para indicar el alcance de la diferencia lejos del pozo (Carril 6). En estas areniscas, la lentitud de las ondas compresionales cerca del pozo varía hasta en un 15% respecto de la lentitud del campo lejano y la variación se extiende hasta una distancia de 1 pie de la pared del pozo. Los perfiles radiales de ondas de corte aparecen en los Carriles 3 y 5 para las diferencias de las ondas de corte rápidas y lentas con respecto a la lentitud del campo lejano, respectivamente. Las diferencias grandes, atribuidas a la deformación plástica producida en la región vecina al pozo, se muestran en rojo, y se extienden hasta aproximadamente 10 pulgadas respecto de la pared del pozo. Estas diferencias se producen solamente en los intervalos de areniscas, identificables a partir del registro de rayos gamma del Carril 4.

14. Bennett L, Le Calvez J, Sarver DR, Tanner K, Birk WS, Waters G, Drew J, 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.

15. Zeroug S, Valero H-P y Bose S: "Monopole Radial Profiling of Compressional Slowness," preparado para ser presentado en la 76a Reunión Internacional Anual de la SEG, Nueva Orleans, 1° al 3 de octubre de 2006.

Hornby BE: "Tomographic Reconstruction of Near-Borehole Slowness Using Refracted Sonic Arrivals," *Geophysics* 58, no. 12 (Diciembre de 1993): 1726-1738.



^ Comparación de la dispersión de las ondas flexurales observada en un pozo de South Timbalier con los resultados modelados (*extremo superior*). Las lentitudes de las ondas flexurales observadas (círculos rojos y azules) muestran una dispersión mucho más grande que el modelo para una formación isotrópica homogénea (curva azul). La gran diferencia producida en las frecuencias más altas indica daño en la región vecina al pozo. Las lentitudes de las ondas de Stoneley aparecen como círculos verdes. En la figura inferior, la diferencia entre las lentitudes de las ondas flexurales observadas y modeladas se representa gráficamente en función de la distancia como la relación que existe entre la distancia de alteración de la onda de corte y el radio del pozo. La diferencia entre las lentitudes de las ondas flexurales observadas y modeladas es del 20% hasta una distancia equivalente a aproximadamente dos radios del pozo.

Los perfiles radiales de la lentitud de las ondas de corte se construyen en un procedimiento de pasos múltiples.<sup>16</sup> El procesamiento por semblanzas de las formas de ondas flexurales en las frecuencias bajas provee una estimación inicial de los parámetros elásticos de la formación. Estos parámetros se utilizan para modelar una formación isotrópica homogénea. Las diferencias entre la lentitud medida y la lentitud modelada en una amplia selección de frecuencias constituyen los datos de entrada para un procedimiento de inversión que da como resultado el perfil radial real de la lentitud de las ondas flexurales. Los resultados se grafican en colores que representan la magnitud de la diferencia entre la lentitud observada y la lentitud de la formación de campo lejano inalterada.

En el caso de South Timbalier, el perfil radial de la lentitud de las ondas de corte muestra una gran diferencia en la lentitud de la región vecina al pozo, comparada con la lentitud del campo lejano. Las curvas de dispersión de las ondas flexurales indican además un alto grado de alteración en la región vecina al pozo (*arriba*). El análisis se complica de alguna manera con la incorporación de la anisotropía; las ondas de corte rápidas y lentas exhiben diferencias claras respecto de la lentitud del campo lejano inalterado. En las areniscas, las lentitudes de las ondas de corte rápidas y lentas son hasta un 20% mayores que la lentitud del campo lejano, en una zona que se encuentra a una distancia de aproximadamente 25 cm [10 pulgadas] con respecto a la pared del pozo.

La heterogeneidad radial en la lentitud de las ondas de corte descarta la invasión u otras causas de alteración de la región vecina al pozo relacionadas con los fluidos, porque las ondas de corte son casi insensibles a los cambios producidos en el fluido intersticial. Los cambios relacionados con los fluidos sólo producirían variaciones radiales en la lentitud de las ondas compresionales. La variación radial mensurable en la lentitud de las ondas de corte, indica que la formación ha sufrido daño mecánico en forma de deformación plástica de los contactos entre granos. El calibrador no muestra ensanchamiento del pozo a través de esta zona, de manera que el material dañado aún no cayó en el interior del pozo pero el aumento de la lentitud de las ondas de corte cerca de la pared del pozo indica que está próximo a fallar. Los datos Sonic Scanner indican una amplia zona dañada que requerirá precauciones adicionales a la hora de diseñar una operación de terminación de pozo.

Los perfiles radiales de ondas compresionales y de corte aportan nueva información de la que no se disponía previamente con ninguna herramienta de adquisición de registros. Las herramientas de generación de imágenes de la pared del pozo y los calibradores han permitido obtener imágenes o evidencias de irregularidades en el pozo inducidas por la perforación, tales como ovalizaciones por ruptura de la pared del pozo y fracturas; sin embargo, sólo resultan útiles después de haberse modificado la forma del pozo. La herramienta Sonic Scanner explora la formación en profundidad para revelar el daño mecánico producido más allá de la pared del pozo.

La producción de perfiles radiales también puede ayudar a afinar los programas de obtención de muestras de fluidos. En un ejemplo del Mar del Norte, se computaron los perfiles radiales de ondas compresionales Sonic Scanner para dos intervalos de los que subsiguientemente se adquirieron muestras utilizando el Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT. La Zona A mostró poca diferencia entre la lentitud en la región vecina al pozo y la lentitud en el campo lejano (*próxima página*). Dos muestras de fluido fueron tomadas de este intervalo luego de transcurridos 75 y 80 minutos de bombeo y sin que se produjera ningún problema de muestreo. En la Zona B, el perfil radial indicó daño de formación a una distancia de 12 pulgadas de la pared del pozo. Durante el intento de obtener una muestra de fluido, la probeta de la herramienta de muestreo se taponó y no se obtuvo ninguna muestra.

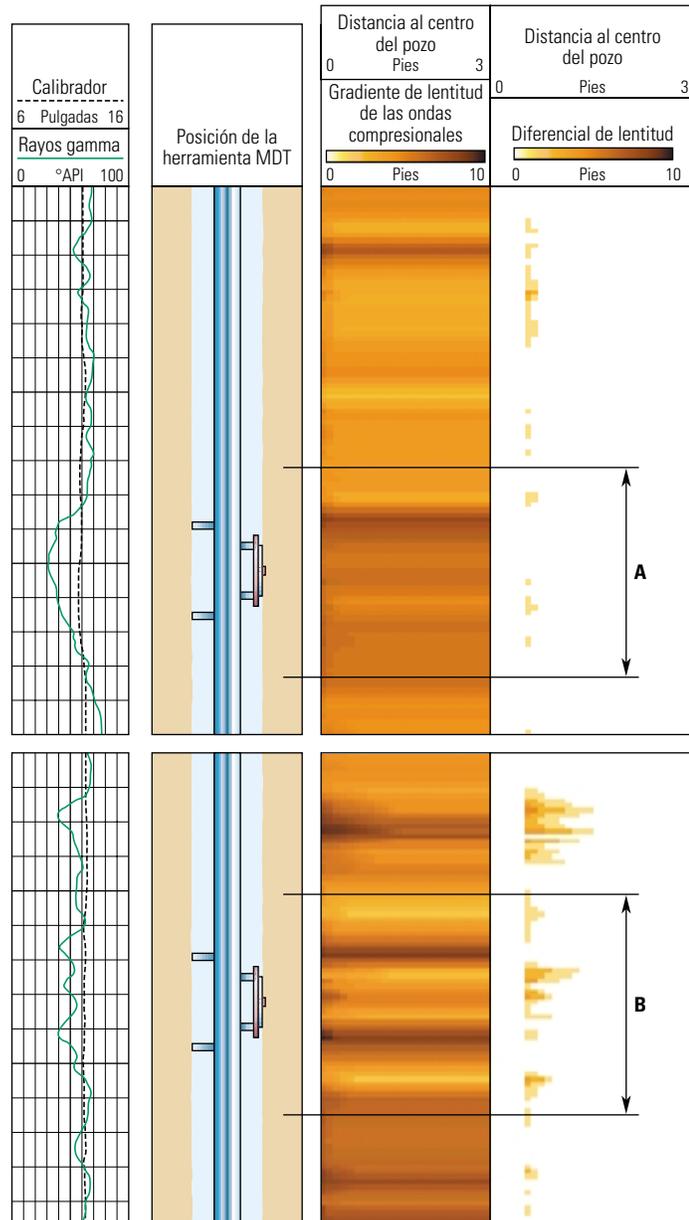
El daño de formación no significa necesariamente que no puedan adquirirse muestras; sin embargo, la extracción de las mismas en estas

zonas puede plantear mayores riesgos de taponamiento o atascamiento de la herramienta. Para minimizar estos riesgos, la operación de extracción de muestras debe demorarse e intentarse más adelante dentro del programa de muestreo, de manera de poder recolectar primero muestras de otros intervalos menos riesgosos.

### Caracterización de zonas y fracturas permeables

Los petrofísicos y los ingenieros de yacimientos durante mucho tiempo procuraron obtener una medición continua de la permeabilidad para optimizar las operaciones de terminación de pozos y los escenarios de producción, pero la permeabilidad continua es una de las propiedades más difíciles de medir en un pozo de petróleo. Utilizando relaciones empíricas calibradas con mediciones de núcleos, es posible inferir la permeabilidad o la movilidad—la relación entre permeabilidad y viscosidad—derivada de otras mediciones, tales como los registros de porosidad o de resonancia magnética nuclear. Es posible obtener mediciones directas con probadores de formación operados con cable en puntos aislados a lo largo del pozo o en núcleos, pero las mismas requieren carreras de adquisición de registros y costos de extracción de núcleos adicionales. El análisis de las ondas de Stoneley es una técnica poderosa que provee una medición continua y directa de la movilidad a lo largo del pozo.<sup>17</sup>

La idea de medir la movilidad derivada de la onda de Stoneley fue expresada por primera vez en la década de 1970, pero resultó dificultosa en la práctica. Si bien se realizaron muchos intentos para desarrollar correlaciones empíricas entre la permeabilidad y la atenuación de Stoneley, estos métodos requerían calibraciones con otra información e ignoraban diversos factores importantes, tales como la permeabilidad del revoque de filtración y la presencia de la herramienta en sí. Los enfoques que simplificaban el complejo comportamiento de las ondas de Stoneley raramente resultaron exitosos; sin embargo, un método de inversión que emplea un modelo derivado de la teoría poroelástica completa de Biot, determina de forma confiable la



▲ Un perfil radial de ondas compresionales que indica los intervalos de muestreo de fluido exitoso y arriesgado. En el intervalo A, el perfil radial de ondas compresionales (Carril 3) muestra un diferencial pequeño entre la lentitud en la zona vecina al pozo y la lentitud en el campo lejano. Existe poca alteración de la región vecina al pozo en la zona en la que el Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT recolectó con éxito dos muestras de fluido de formación. En el Carril 3, la magnitud de la diferencia de lentitud existente entre el campo cercano y el campo lejano es indicada por la intensidad del color dorado y marrón, mientras que la profundidad de la alteración es indicada por la longitud horizontal del área coloreada. En el intervalo B, el perfil radial de las ondas compresionales muestra colores más oscuros, lo que indica un grado más alto de alteración de la zona vecina al pozo que se extiende a mayor distancia del pozo. En esta zona, la probeta MDT se taponó y no pudo recolectar ninguna muestra de fluido de formación. El Carril 2 ilustra el gradiente de lentitud obtenido de la reconstrucción tomográfica. El gradiente indica la diferencia de lentitud existente entre una celda del modelo de lentitud y la celda siguiente, alejándose del pozo en incrementos pequeños.

16. Sinha BK: "Near-Wellbore Characterization Using Radial Profiles of Shear Slowness," *Resúmenes Expandidos*, 74a Reunión Internacional Anual de la SEG, Denver (10 al 13 de octubre de 2004): 326–331.

17. Brie A, Endo T, Johnson DL y Pampuri F: "Quantitative Formation Permeability Evaluation from Stoneley Waves," artículo de la SPE 49131, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, 27 al 30 de septiembre de 1998.

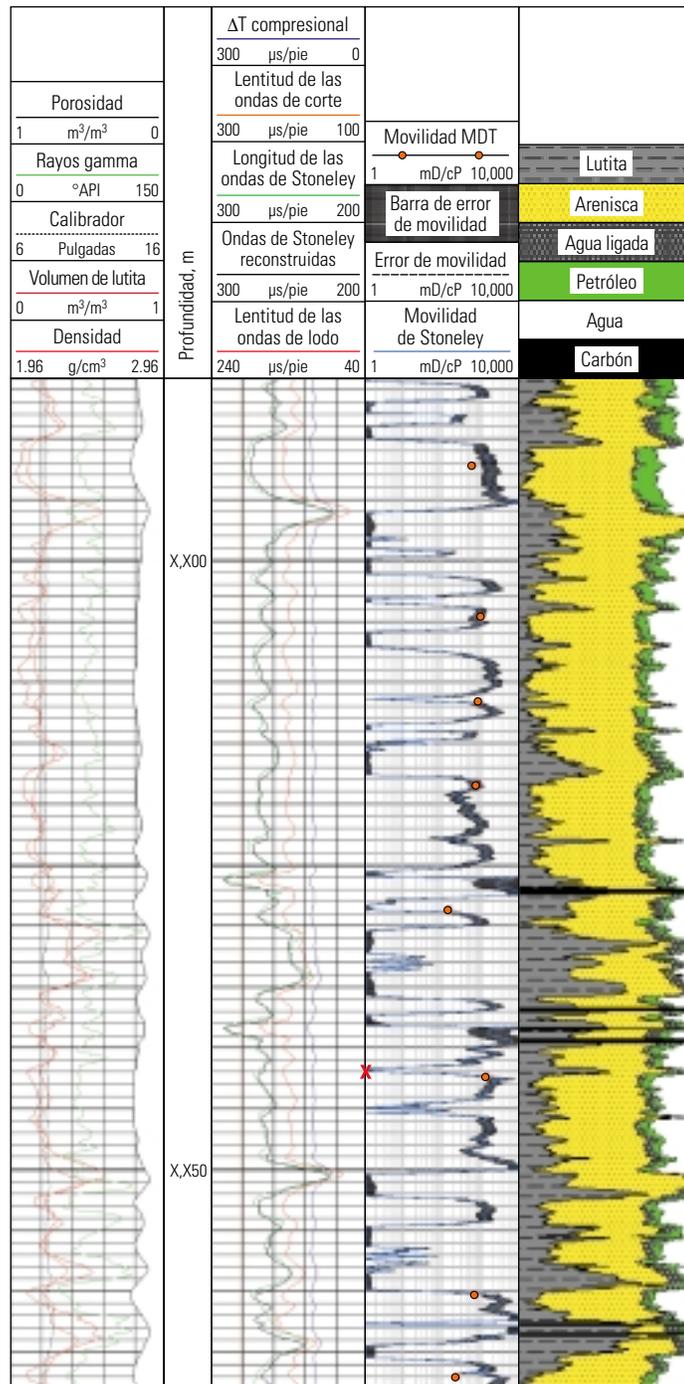
movilidad del fluido intersticial de las formas de ondas de Stoneley.<sup>18</sup> Para su aplicación con los datos Sonic Scanner, la técnica de inversión completa de Biot fue extendida con el fin de incorporar la respuesta de la herramienta.

El esquema de inversión completa de Biot requiere varios parámetros de pozos, de revoques de filtración y de formaciones para evaluar la movilidad del fluido utilizando datos de ondas de Stoneley. La lista incluye: diámetro del pozo; lentitud, atenuación y densidad de las ondas de lodo; lentitud, densidad y porosidad de las ondas *P* y *S* en las formaciones; módulo de granos; módulo de fluido intersticial y densidad; densidad del revoque de filtración; módulo de compresibilidad, módulo de corte, espesor y rigidez de las membranas. El cómputo da como resultado la movilidad del fluido y los rangos de errores asociados.

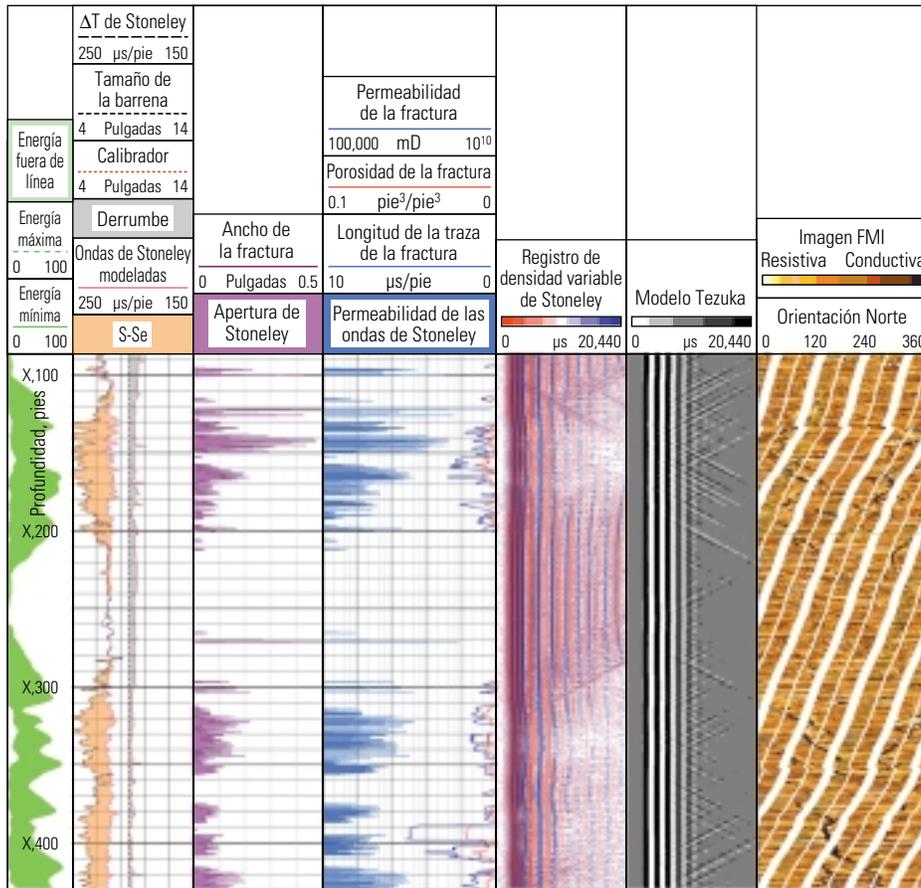
Esta técnica de inversión ha estado disponible durante varios años, pero su aplicación no siempre resultó exitosa porque la inversión requiere ondas de Stoneley de frecuencia extremadamente baja; de hasta 300 Hz. En el pasado, no se disponía de datos con este contenido de frecuencias porque las herramientas sónicas previas interactuaban negativamente con las señales de baja frecuencia y requerían procesos de filtrado para remover las frecuencias de menos de 1,500 Hz. Ahora, las fuentes de banda ancha de la herramienta Sonic Scanner generan ondas de Stoneley potentes con contenidos de bajas frecuencias confiables para los cálculos de la movilidad.

Un ejemplo de un pozo de Statoil situado en el área de Haltenbanken, en el Mar de Noruega, muestra una buena correlación entre las movilidades derivadas de las ondas de Stoneley y las medidas por los pre-ensayos (*pretests*) MDT. Los valores de entrada de las propiedades de formaciones y fluidos de una zona cercana al contacto agua/petróleo fueron determinados con los registros obtenidos por la sonda integrada Platform Express, operada con cable. Los resultados de la herramienta MDT provenientes de ocho pre-ensayos convencionales (*drawdown pretests*) y de un pre-ensayo en una zona de muy baja permeabilidad (*tight pretest*) se correlacionan muy bien con las movilidades derivadas del análisis de ondas de Stoneley (*derecha*).

El registro de movilidad continua exhibe alta movilidad dentro de las areniscas y baja movilidad cerca de las lutitas, a la profundidad de la zona de muy baja permeabilidad indicada por el pre-ensayo MDT. Dado que los resultados del registro de movilidad Sonic Scanner son un tanto sensibles a algunos parámetros que no están bien restringidos por las mediciones obtenidas con los registros, tales como la lentitud de las ondas de lodo, la atenuación de las ondas de lodo y la rigi-



^ Comparación de los valores de movilidad del fluido derivada de los pre-ensayos MDT con los del procesamiento de las ondas de Stoneley, en un pozo de Statoil situado en el área de Haltenbanken, en el Mar de Noruega. En el Carril 3, los valores de movilidad del fluido continuos (curva azul) y las incertidumbres (sombras grises) derivadas del análisis de las ondas de Stoneley se correlacionan bien con los valores de movilidad discretos, obtenidos de los pre-ensayos MDT convencionales (*drawdown pretests*) (puntos rojos). Las dos medidas de movilidad muestran concordancia incluso en el pre-ensayo MDT efectuado en la zona de muy baja permeabilidad (*tight pretest*), a X,X42.15 m, donde la movilidad de las ondas de Stoneley también exhibe un valor extremadamente bajo. Los valores de porosidad, rayos gamma, densidad, calibrador y volumen de lutitas se ilustran en el Carril 1. El Carril 2 muestra las lentitudes acústicas. El Carril 4 exhibe los volúmenes relativos de litología y fluidos.



^ Identificación de fracturas permeables en Colorado, utilizando ondas de Stoneley. La apertura, o grado de apertura, de la fractura computada de la reflexión y la transmisión de las ondas de Stoneley se muestra en el Carril 2. El Carril 3 muestra la permeabilidad de la fractura derivada de las aperturas del Carril 2. Las zonas que contienen fracturas permeables se correlacionan con zonas en las que los registros FMI (Carril 6) indican la presencia de fracturas. Las mismas zonas aparecen como anisotrópicas con grandes diferencias de energía fuera de línea (Carril correspondiente a la profundidad) y además muestran grandes diferencias entre la lentitud de las ondas de Stoneley medidas y la lentitud modelada, para una formación elástica e impermeable (sombras de naranja, Carril 1). El Carril 4 muestra las formas de onda de Stoneley medidas, con reducción de la amplitud en las zonas fracturadas. El Carril 5 exhibe las formas de ondas generadas con el modelo de Tezuka indicado en la referencia 22. (Modificado del trabajo de Donald y Bratton, referencia 23).

dez del revoque de filtración, se realizaron pruebas para estudiar el efecto de la incertidumbre asociada con estos parámetros sobre las barras de errores de movilidad. El registro de movilidad continua mostrado es el que posee menos incertidumbre.

Cuando el pozo se encuentra en buenas condiciones, los registros de movilidad continua de las ondas de Stoneley pueden utilizarse para efectuar una estimación rápida de la permeabilidad para la selección de los puntos de muestreo y los intervalos de disparos, además de poder funcionar como complemento de los puntos de permeabilidad derivados de núcleos o de probadores de formaciones a lo largo de un intervalo extendido.

Las ondas de Stoneley también pueden utilizarse para caracterizar la permeabilidad asociada con las fracturas abiertas. En las Mon-

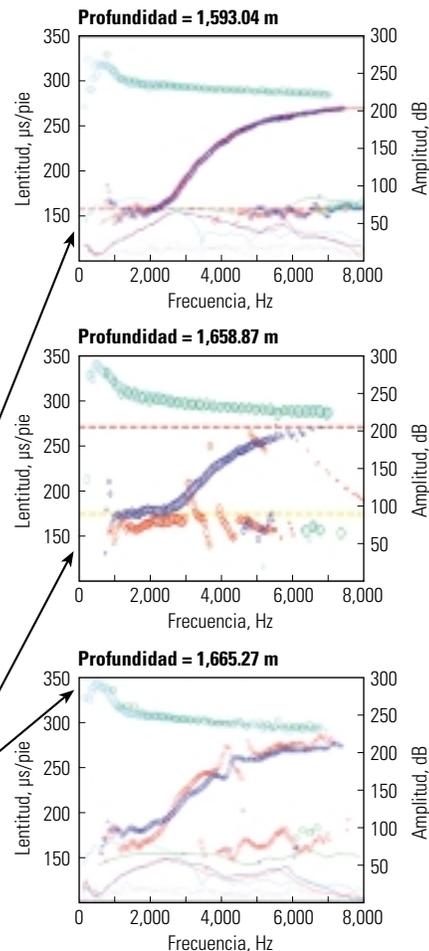
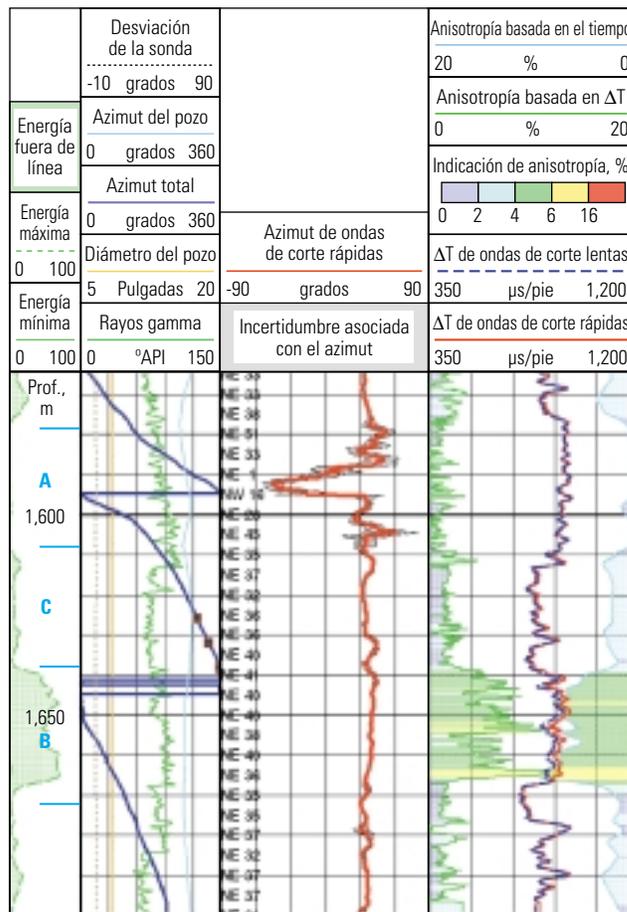
tañas Rocallosas de EUA, por ejemplo, los yacimientos de roca dura dependen de las fracturas inducidas hidráulicamente para una producción rentable. No obstante, los esfuerzos locales altamente desiguales presentes en la región también dan origen a fracturas naturales. Si en un pozo se encuentran fracturas naturales, se deben ajustar los diseños de las operaciones de cementación y estimulación para evitar que el cemento ingrese en el sistema de fracturas naturales. Por ejemplo, los tratamientos sobre la base de fibras tanto para operaciones de cementación como para tratamientos de estimulación, pueden utilizarse para reducir las pérdidas de fluidos.<sup>19</sup> Es necesario que los programas de estimulación tengan en cuenta la magnitud y la dirección de los esfuerzos principales. La optimización del diseño de las operaciones de terminación de

pozos requiere el conocimiento de las características de las fracturas y de los esfuerzos alrededor del pozo y en la formación.

Una fractura abierta que intersecta un pozo hace que las ondas de Stoneley se reflejen y atenúen.<sup>20</sup> El análisis de las formas de ondas de Stoneley cuantifica estos cambios, que sirven como datos de entrada de un proceso de inversión para determinar la apertura de la fractura.<sup>21</sup> No obstante, los derrumbes, la rugosidad del pozo y los cambios abruptos producidos en la litología también pueden producir reflexiones de las ondas de Stoneley y deben considerarse en el análisis.<sup>22</sup>

Un ejemplo de la aplicación exitosa de este método proviene de Colorado, EUA.<sup>23</sup> En este yacimiento de gas, la porosidad oscila entre el 3 y el 7% y la permeabilidad se encuentra en el orden de los microdarcies. El análisis de las ondas de Stoneley permitió cuantificar la apertura y la permeabilidad de las fracturas también observadas en los datos provistos por el generador de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total FMI (izquierda). Con el amplio rango de frecuencias del modo de Stoneley adquiridas con la herramienta Sonic Scanner, es posible caracterizar en forma confiable estas fracturas naturales abiertas.

18. Kimball CV y Endo T: "Quantitative Stoneley Mobility Inversion," *Resúmenes Expandidos*, 68a Reunión y Exhibición Internacional Anual de la SEG, Nueva Orleans (13 al 15 de septiembre de 1998): 252-255.
- Liu H-L y Johnson DL: "Effects of an Elastic Membrane on Tube Waves in Permeable Formations," *Journal of the Acoustic Society of America* 101, no. 6 (Junio de 1997): 3322-3329.
19. Bivins CH, Boney C, Fredd C, Lassek J, Sullivan P, Engels J, Fielder EO, Gorham T, Judd T, Sanchez Mogollon AE, Tabor L, Valenzuela Muñoz A y Willberg D: "Nuevas fibras para tratamientos de fracturamiento hidráulico," *Oilfield Review* 17, no. 2 (Otoño de 2005): 36-45.
- Abbas R, Jaroug H, Dole S, Effendhy, Junaidi H, El-Hassan H, Francis L, Hornsby L, McCraith S, Shuttleworth N, van der Plas K, Messier E, Munk T, Nodland N, Svendsen RK, Therond E y Taoutaou S: "Una red de seguridad para controlar las pérdidas de circulación," *Oilfield Review* 15, no. 4 (Primavera de 2004): 20-29.
20. Hornby BE, Johnson DL, Winkler KH y Plumb RA: "Fracture Evaluation Using Reflected Stoneley Wave Arrivals," *Geophysics* 54, no. 10 (Octubre de 1989): 1274-1288.
- Brie A, Hsu K y Eckersley C: "Using the Stoneley Normalized Differential Energies for Fractured Reservoir Evaluation," *Transcripciones del 29o Simposio Anual sobre Adquisición de Registros de la SPWLA*, San Antonio, Texas, 5 al 8 de junio de 1988, artículo XX.
21. Endo T, Tezuka K, Fukushima T, Brie A, Mikada H y Miyairi M: "Fracture Evaluation from Inversion of Stoneley Transmission and Reflections," *Memorias del 4o Simposio Internacional de la SEGJ*, Tokio (10 al 12 de diciembre de 1998): 389-394.
22. Tezuka K, Cheng CH y Tang XM: "Modeling of Low-Frequency Stoneley-Wave Propagation in an Irregular Borehole," *Geophysics* 62, no. 4 (Julio-agosto de 1997): 1047-1058.
23. Donald A y Bratton T: "Advancements in Acoustic Techniques for Evaluating Open Natural Fractures," preparado para ser presentado en el 47o Simposio Anual sobre Adquisición de Registros de la SPWLA, Veracruz, México, 4 al 7 de junio de 2006.



^ Registro dipolar cruzado (izquierda) del pozo Cuitlahuac-832 de Pemex, que muestra zonas con isotropía y con diferentes grados de anisotropía. La Zona A, una zona isotrópica, posee baja energía fuera de línea (carril correspondiente a la profundidad) y lentitudes de ondas de corte rápidas y lentas equivalentes (Carril 3). Las Zonas anisótropicas B y C poseen energías fuera de línea distintas de cero y lentitudes de ondas de corte rápidas y lentas diferentes. La magnitud de la anisotropía, ya sea basada en la lentitud o en el tiempo (bordes del Carril 3), es aproximadamente 8% en la Zona B y aproximadamente 2% en la Zona C. El azimut de la onda de corte rápida (Carril 2) permanece constante a través de los intervalos anisótropicos, aunque la herramienta gira (Carril 1), lo que confiere confianza en los valores de la anisotropía. Las curvas de dispersión de los tres intervalos (derecha) muestran relaciones características. En la Zona A (*extremo superior*), como en otras formaciones isotrópicas, las curvas de dispersión para las ondas flexurales registradas en las dos direcciones dipolares (círculos rojos y azules) se superponen entre sí. En la porción inferior de la Zona B (*extremo inferior*), las curvas de dispersión se entrecruzan. La onda flexural que es rápida cerca del pozo, en las frecuencias bajas (puntos rojos), se convierte en la onda más lenta con la distancia al pozo (puntos azules). Esto indica que la anisotropía inducida por los esfuerzos es el mecanismo de anisotropía dominante en esta sección. Más someras en la Zona B (*centro*), las curvas de dispersión podrían cruzarse aparentemente pero las componentes de alta frecuencia de la onda de corte rápida se pierden. En esta profundidad, las fracturas inducidas abiertas resultaron visibles en los registros del generador de Imágenes Microeléctricas en Lodos a Base de Aceite OBMI. (Modificado del trabajo de Wielemaker et al, referencia 25).

### Direcciones de las ondas de corte en México

Las variaciones direccionales pequeñas producidas en las propiedades de las formaciones pueden tener un impacto significativo sobre las estrategias de perforación y terminación de pozos; sin embargo, éstas son difíciles de medir. Por ejemplo, las velocidades sísmicas pueden ser diferentes en una dirección horizontal, comparada con la dirección horizontal ortogonal. Este fenómeno, conocido como anisotropía elástica, se produce en la mayoría de las rocas sedimentarias y es causado por la estratificación, las fracturas alineadas o el desequilibrio dinámico

producido por los esfuerzos.<sup>24</sup> Hasta ahora, las herramientas sísmicas operadas con cable lograron cuantificar la magnitud y orientación de la anisotropía elástica sólo en los casos en los que la diferencia en las velocidades era al menos de un 5%. La alta calidad de los datos provistos por la herramienta Sonic Scanner permite obtener mediciones de anisotropía confiables de tan sólo 1%, y además ayuda a los intérpretes a determinar la causa de la anisotropía.

Pemex Exploración y Producción deseaba evaluar la magnitud y la dirección de la anisotropía en formaciones de arenisca compactas productoras

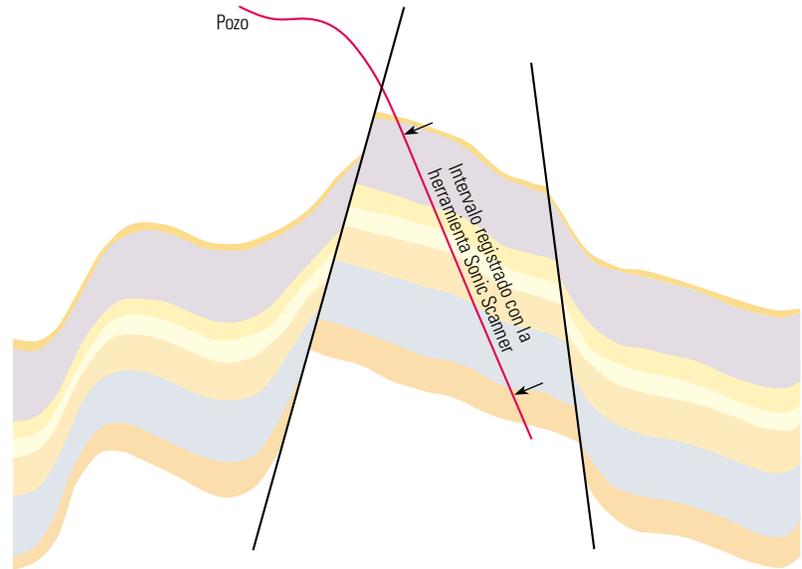
de gas de la Cuenca de Burgos, situada en el norte de México. Estas formaciones poseen permeabilidades bajas y deben estimularse para producir gas en cantidades comerciales. El desarrollo óptimo depende de la orientación correcta de las fracturas hidráulicas en el campo de esfuerzos locales, de manera que cada pozo vertical drene su volumen asignado. El conocimiento de la orientación y la magnitud de la anisotropía elástica asistirían en el diseño y la aplicación de las técnicas de disparos orientados, previos a los tratamientos de fracturamiento, y además mejoraría el éxito de las campañas de perforación de pozos de relleno.<sup>25</sup>

Cuando el esfuerzo vertical es el esfuerzo máximo, las fracturas hidráulicas se propagan en la dirección del esfuerzo horizontal máximo y se abren en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo. Las ondas de corte viajan más rápido cuando se polarizan en la dirección del esfuerzo horizontal máximo ( $S_H$ ) y más lentamente cuando se polarizan en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo ( $S_h$ ). Esto se debe a que el esfuerzo adicional endurece la formación, incrementando la velocidad, y, contrariamente, la reducción del esfuerzo disminuye la velocidad. La medición de la dirección de las ondas de corte rápidas da como resultado la dirección preferida de propagación de las fracturas inducidas.

Las direcciones, o azimuts, de las ondas de corte rápidas y lentas pueden verse en un registro dipolar cruzado. Un registro dipolar cruzado del pozo Cuitlahuac-832 muestra tanto las zonas isotrópicas como las zonas anisotrópicas (página previa). La Zona A, una zona isotrópica, se identifica por las energías fuera de línea casi nulas y lentitudes de ondas de corte y de ondas compresionales equivalentes.<sup>24</sup> Las Zonas B y C anisotrópicas se identifican por las energías fuera de línea distintas de cero y lentitudes de ondas de corte rápidas y lentas divergentes.

Las dos zonas anisotrópicas poseen diferentes grados de anisotropía. En la Zona B, la magnitud de anisotropía es aproximadamente 8%. En la Zona C, la magnitud de la anisotropía es aproximadamente 2%. Si bien 2% es menor que el valor detectado en forma confiable con otras herramientas, los intérpretes confían en ese valor porque las formas de ondas son muy claras y porque el azimut de las ondas de corte rápidas permanece constante, entre 30° y 40° a lo largo del intervalo, aunque la herramienta gira continuamente.

24. La anisotropía elástica a veces se conoce como anisotropía acústica o anisotropía por velocidad. Puede expresarse como una diferencia de velocidades, lentitudes, esfuerzos o parámetros elásticos. Armstrong P, Ireson D, Chmela B, Dodds K, Esmersey C, Miller D, Hornby B, Sayers C, Schoenberg M, Leaney S y Lynn H: "The Promise of Elastic Anisotropy," *Oilfield Review* 6, no. 4 (Octubre de 1994): 36-56
25. Arroyo Franco JL, González de la Torre H, Mercado Ortiz MA, Weilemaker E, Plona TJ, Saldungaray P y Mikhaltzeva I: "Using Shear-Wave Anisotropy to Optimize Reservoir Drainage and Improve Production in Low-Permeability Formations in the North of Mexico," artículo de la SPE 96808, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, 9 al 12 de octubre de 2005. Weilemaker E, Saldungaray P, Sanguinetti M, Plona T, Yamamoto H, Arroyo JL y Mercado Ortiz MA: "Shear-Wave Anisotropy Evaluation in Mexico's Cuitlahuac Field Using a New Modular Sonic Tool," *Transcripciones del 46o Simposio Anual sobre Adquisición de Registros de la SPWLA*, Nueva Orleans, 26 al 29 de junio de 2005, artículo V.
26. La diferencia entre las lentitudes se denomina anisotropía basada en la lentitud y la diferencia entre los tiempos de arriba se denomina anisotropía basada en el tiempo.



^ Sección geológica con la trayectoria de un pozo desviado en el que Norsk Hydro obtuvo imágenes Sonic Scanner. Este alto ángulo de desviación requirió que se adquirieran registros con herramientas operadas con cable utilizando la herramienta de Adquisición de Registros en Condiciones Difíciles TLC.

El hecho de conocer la magnitud y el azimut de la anisotropía es vital, pero no identifica la causa. La anisotropía puede ser intrínseca de la roca o puede ser inducida por los esfuerzos; la identificación de la causa es importante para comprender cuán estable será el proceso de perforación y cómo responderá un pozo ante los cambios de los esfuerzos locales. Usualmente, se necesita información adicional, tal como imágenes de la pared del pozo o análisis de núcleos, para precisar exactamente la causa de la anisotropía.

El análisis de las curvas de dispersión de las ondas flexurales provisto por la herramienta Sonic Scanner ayuda a identificar los mecanismos de anisotropía en tres profundidades diferentes del pozo Cuitlahuac-832, utilizando sólo mediciones sónicas. Las curvas de dispersión a la profundidad de 1,593.04 m, dentro de la Zona A, se superponen estrechamente entre sí y se ajustan al modelo correspondiente a una formación isotrópica homogénea. Las curvas correspondientes a la profundidad de 1,665.27 m, uno de los intervalos más anisotrópicos cercanos a la base de la Zona B, muestran la característica de cruzamiento de la anisotropía inducida por los esfuerzos. Levemente más someras, a la profundidad de 1,658.87 m, las curvas de dispersión de las ondas de corte rápidas y lentas se separan en las frecuencias bajas, pero los datos de alta frecuencia se pierden, de modo que es imposible determinar la tendencia de las curvas o el tipo de anisotropía. Las imágenes provistas por el generador de Imágenes Microeléctricas en Lodos a Base de Aceite OBMI, correspondientes a esta

profundidad, indican la presencia de fracturas inducidas abiertas, que son la causa probable de la pérdida de los datos de alta frecuencia y que además sugieren intensamente la existencia de anisotropía inducida por los esfuerzos. El azimut de 45° de las fracturas que se ven en las imágenes OBMI se correlaciona bien con el azimut de 40° del esfuerzo horizontal máximo, derivado de la dirección de las ondas de corte rápidas.

En la Cuenca de Burgos, el esfuerzo horizontal máximo tradicionalmente se consideró paralelo al rumbo de las fallas más cercanas. Los resultados de los registros obtenidos con la herramienta Sonic Scanner en cinco pozos de esta cuenca, indican que la dirección de los esfuerzos locales puede variar significativamente—hasta 20° con respecto al rumbo de las fallas cercanas—acentuando la importancia de obtener mediciones sónicas localizadas antes de diseñar las operaciones de disparos (punzados, cañoneos), estimulación y perforación de pozos de relleno.

### Generación de imágenes más allá de la pared del pozo

La calidad superior de las formas de ondas adquiridas con la herramienta Sonic Scanner posibilita el mejoramiento de las imágenes de zonas alejadas del pozo. En las imágenes sónicas se utilizan las ondas P reflejadas para detectar los reflectores que son subparalelos o forman un ángulo bajo con respecto al pozo.

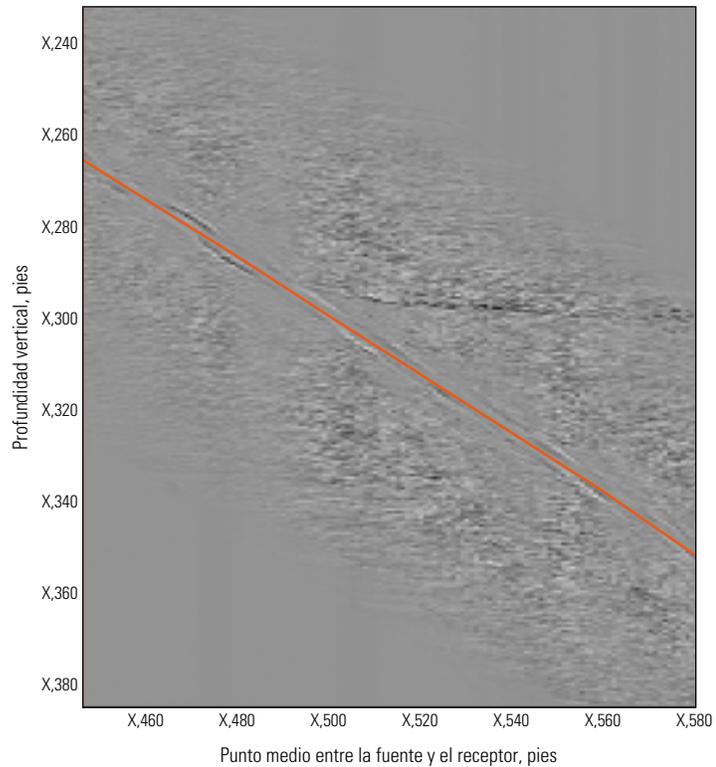
Norsk Hydro utilizó la capacidad de las imágenes de la herramienta Sonic Scanner en un pozo altamente desviado del Mar de Noruega (arriba).

Luego de la adquisición de las formas de ondas sónicas estándar en una carrera de la herramienta de Adquisición de Registros en Condiciones Dificiles TLC operada con cable, una carrera de obtención de imágenes TLC independiente registró las formas de ondas cada 15 cm [0.5 pie], desde las tres fuentes monopulares disparadas en forma secuencial hasta los 104 receptores, a lo largo de una distancia de 330 m [1,100 pies]. Las formas de ondas provenientes de cada fuente fueron procesadas en una secuencia que se inició con la separación de las ondas *P* reflejadas de las ondas de Stoneley y las ondas *P* refractadas.

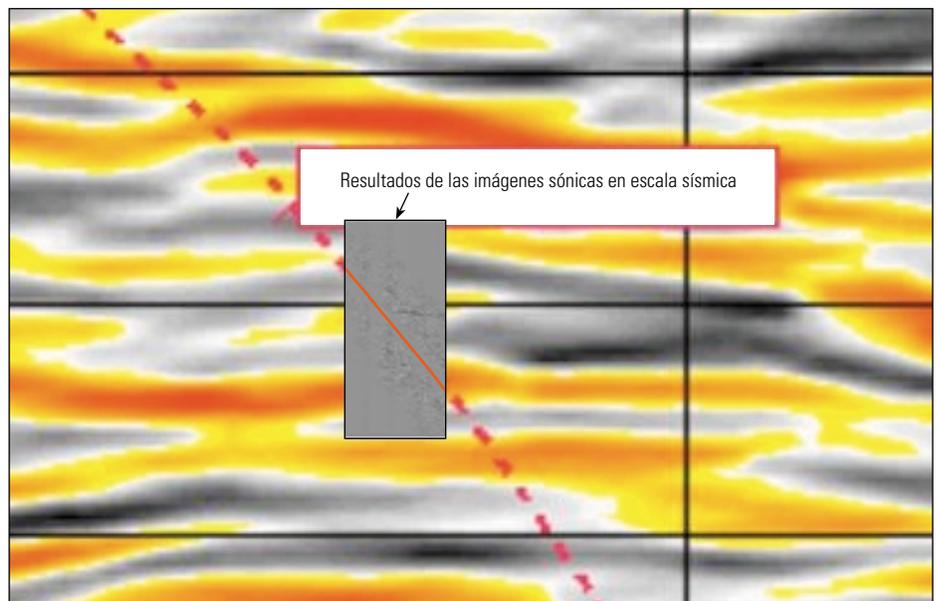
La distribución azimutal de los sensores en cada estación receptora permite la identificación de la dirección con respecto al reflector. Luego, se migraron en profundidad las trazas provenientes de cada estación receptora, utilizando las velocidades de formación medidas por los registros Sonic Scanner de la carrera de adquisición de registros previa.<sup>27</sup> Para dar cuenta de la rotación de la herramienta y de la distribución azimutal de los sensores, se reconstruyó la imagen en cada estación receptora mediante la migración de los valores de profundidad y el apilamiento de las imágenes de cada canal azimutal. Finalmente, se apilaron las imágenes migradas en profundidad. Las imágenes se obtuvieron en 48 horas.

Los resultados muestran un evento con una inclinación de 5 grados, que se extiende al menos 13 m [43 pies] dentro de la formación (derecha, arriba). El echado del evento coincide con la geología esperada en la localización del pozo. El evento de alta resolución puede correlacionarse con una capa de carbón de 1 m [3.3 pies], en la misma profundidad indicada por los registros petrofísicos (próxima página). La identificación de una capa de carbón de 1 m indica el potencial para obtener imágenes de alta resolución de un levantamiento de obtención de imágenes sónicas. La resolución es mucho mejor de la que puede obtenerse de cualquier levantamiento sísmico de superficie o de pozo (derecha, abajo).

Otra aplicación potencial de las imágenes sónicas es la detección de fracturas verticales que se encuentran cerca de los pozos verticales pero no los intersectan. Las técnicas actuales, tales como las que utilizan imágenes de la pared del pozo y la identificación de fracturas utilizando las reflexiones de las ondas de Stoneley, sólo funcionan si una fractura intersecta el pozo.

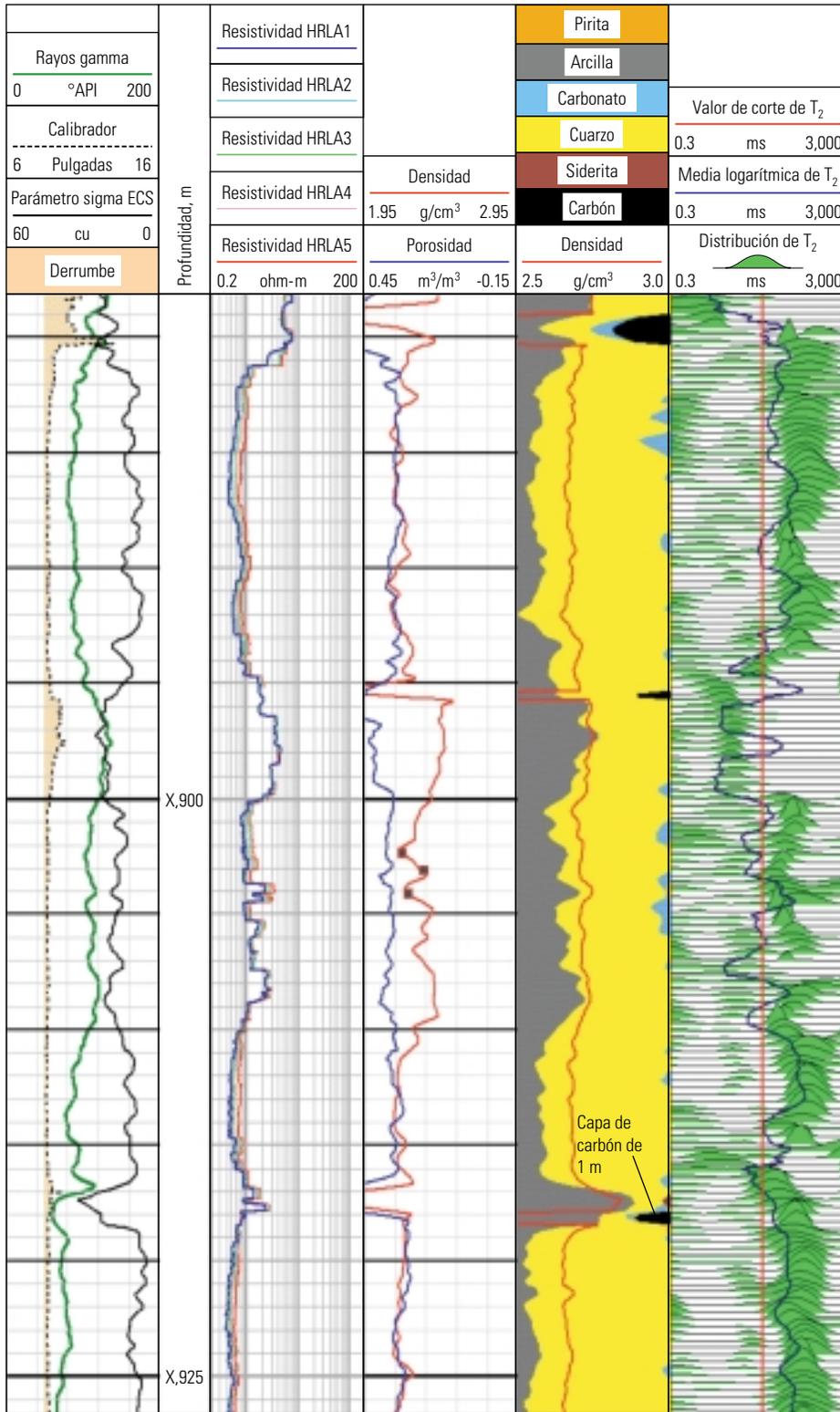


^ Un reflector con echado (buzamiento) suave del que se generó una imagen lejos del pozo. La trayectoria del pozo se muestra en rojo. El evento de alta resolución detectado mediante las imágenes sónicas puede verse por encima y a la derecha del pozo, cerca del centro de la imagen. El reflector se correlaciona con una capa de carbón ubicada en la misma profundidad indicada por los registros petrofísicos.



^ Comparación de los datos de imágenes sónicas de alta resolución con un levantamiento sísmico de superficie. La capa de carbón de 1 m, resuelta a través de imágenes obtenidas con la herramienta Sonic Scanner (inserto), no puede verse en el levantamiento sísmico de superficie.

27. La migración es un paso del procesamiento de datos destinado a hacer más nítidos los reflectores, así como efectuar su desplazamiento y reubicación a sus verdaderas posiciones.



^ Registros petrofísicos del pozo de Norsk Hydro, situado en el área de Haltenbanken del Mar de Noruega, que muestra la capa de carbón de 1 m delineada mediante las imágenes sísmicas. Se ingresan los registros de resistividad obtenidos con la sonda Platform Express (Carril 2) y los registros de densidad y porosidad (Carril 3), junto con los datos de Espectroscopía de Captura Elemental ECS, para obtener la mineralogía (Carril 4). Los datos de resonancia magnética nuclear se muestran en el Carril 5.

En muchos casos, los pozos verticales no encuentran las fracturas verticales. Las imágenes profundas obtenidas con la herramienta Sonic Scanner extienden el volumen de investigación para posibilitar la identificación de los rasgos que pueden delinear el alcance del yacimiento o el estado de los esfuerzos lejos del pozo.

### Barrido del horizonte

La herramienta Sonic Scanner constituye un nuevo desarrollo, y los ingenieros, geólogos y petrofísicos aún están descubriendo nuevas formas de utilizar sus datos. Mediante el agregado de la dimensión radial y de profundidades de investigación múltiples a las conocidas mediciones sísmicas axiales y azimutales, la herramienta Sonic Scanner realiza caracterizaciones mejoradas de las propiedades acústicas en formaciones heterogéneas y anisotrópicas. Con esta información, los clientes pueden prever cómo se comportarán las formaciones y los fluidos durante las operaciones de perforación, estimulación y producción.

El innovador diseño de la herramienta, con componentes acústicos fáciles de predecir, provee formas de ondas de excelente calidad y en un amplio rango de frecuencias. Estas capacidades permiten la estimación de la lentitud de las ondas en formaciones extremadamente lentas, midiendo anisotropías azimutales de tan sólo 1 a 2%, y posibilitan la aplicación confiable de los modos de Stoneley de baja frecuencia para la estimación de la movilidad del fluido y la evaluación de las fracturas naturales. El control de calidad de avanzada con el análisis de lentitud-frecuencia suma confianza a las estimaciones de los valores de lentitud obtenidos con el análisis de dispersión.

La registración completa de todos los datos desde las fuentes monopoles y dipolares hasta los 104 receptores distribuidos azimutalmente alrededor de la herramienta, elimina las incertidumbres existentes en torno a la geometría y la estructura de las formaciones y mejora la evaluación a través de la tubería de revestimiento y la evaluación de la cementación. Las capacidades actuales permiten obtener solamente datos de ondas compresionales y de corte monopoles en pozos entubados. Un área de desarrollo futuro será la extensión de las capacidades actuales en agujero descubierto a los pozos entubados.

A medida que más compañías adquieran experiencia con la herramienta Sonic Scanner y con los datos de alta calidad que produce, surgirán aplicaciones adicionales. Si bien es difícil predecir cómo evolucionará el resto de la industria del petróleo y el gas, los defensores de los registros sísmicos anticipan otros 50 años de investigaciones en el pozo y sus inmediaciones. —LS

## Historia de la adquisición de registros sísmicos con herramientas operadas con cable

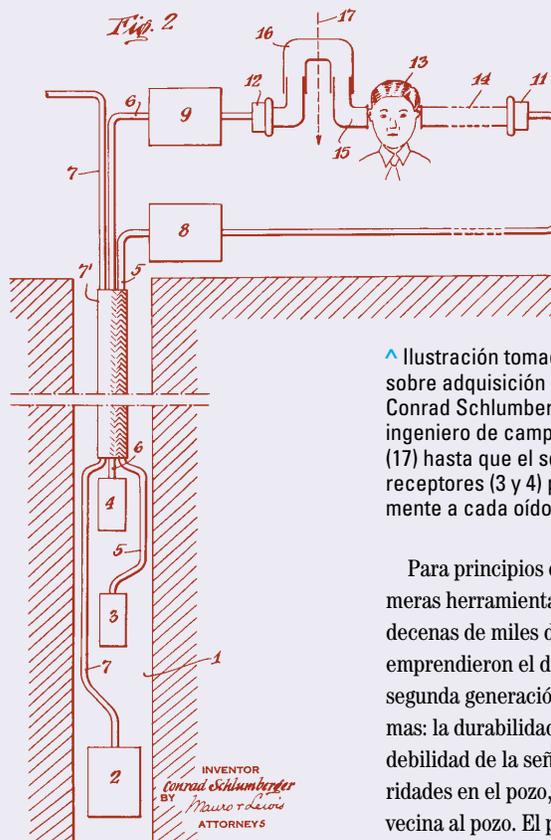
En una patente otorgada en el año 1935, Conrad Schlumberger especificó cómo podría utilizarse un transmisor y dos receptores para medir la velocidad del sonido en un intervalo de roca corto penetrado por un pozo (derecha).<sup>1</sup> Sostenía que la velocidad y la atenuación del sonido permitirían caracterizar la litología. Su invento falló porque ni los ingenieros especialistas en adquisición de registros ni la tecnología de la época podían detectar la breve diferencia de tiempo—deceenas de microsegundos (µs)—existente entre las señales que viajan a la velocidad del sonido y los receptores separados por unas pocas pulgadas.

Durante la Segunda Guerra Mundial, surgieron los componentes electrónicos necesarios, lo que hizo posible la adquisición de registros sísmicos.<sup>2</sup> Según una fuente, la primera aplicación de los registros sísmicos en campos petroleros correspondió a la localización de las conexiones de la tubería de revestimiento y tuvo lugar en 1946.<sup>3</sup> La mayor parte del resto de las fuentes históricas indican que las primeras aplicaciones sísmicas aparecieron después de los experimentos de 1948 a cargo de Humble Oil Research, seguida por Magnolia Petroleum Company y Shell.<sup>4</sup> Estas compañías diseñaron dispositivos con el fin de recolectar información de velocidad sísmica para la conversión de tiempo a profundidad de las secciones sísmicas de superficie y para la correlación de las secciones sísmicas de superficie con las interfaces litológicas. Las herramientas constaban de un transmisor y uno o dos receptores separados del transmisor por material aislante. Para mediados de la década de 1950, las compañías de servicios y las compañías petroleras obtenían datos con herramientas de adquisición de registros sísmicos con el fin de generar sismogramas sintéticos para su comparación con las secciones sísmicas de superficie.<sup>5</sup> En 1957, habiendo concedido la licencia de la patente de Humble, Schlumberger introdujo la primera herramienta sísmica, es decir la herramienta de adquisición de registros de velocidad (VLT, por sus siglas en inglés), para el mejoramiento de la interpretación sísmica.

El primer artículo de la compañía Magnolia Petroleum había insinuado la posibilidad adicional de utilizar las velocidades sísmicas para

determinar la porosidad y la litología, pero fueron los científicos de la división de investigación de Gulf Oil Corporation quienes publicaron por primera vez las observaciones experimentales que confirmaron el enlace.<sup>6</sup> En poco tiempo, la demanda de aplicaciones de adquisición de registros de porosidad superó a la de las aplicaciones sísmicas.

En 1960, las brigadas de campo que probaban la respuesta de la herramienta VLT en pozos entubados de Venezuela observaron que ciertas zonas producían señales de baja amplitud ilegibles. Correctamente, llegaron a la conclusión de que las señales anómalas podían atribuirse solamente a la condición de la cementación. La medición y la registración de la amplitud de la señal, además del tiempo de arribo, dio origen a una aplicación inesperada, y los registros de la herramienta de evaluación de la Adherencia del Cemento CBT pronto reemplazaron a los levantamientos de temperatura para la detección del tope del cemento.



^ Ilustración tomada de la patente de 1935 sobre adquisición de registros acústicos por Conrad Schlumberger. Supuestamente, el ingeniero de campo (13) desliza una camisa (17) hasta que el sonido proveniente de los receptores (3 y 4) parecía llegar simultáneamente a cada oído.

Para principios de la década de 1960, las primeras herramientas sísmicas habían adquirido decenas de miles de registros y los ingenieros emprendieron el diseño de una herramienta de segunda generación para abordar tres problemas: la durabilidad de la herramienta y la debilidad de la señal en presencia de irregularidades en el pozo, y la alteración en la región vecina al pozo. El problema de la durabilidad de la herramienta surgió porque las primeras herramientas empleaban caucho para aislar los receptores de los transmisores, impidiendo así que las ondas sonoras no deseadas se propagaran en el interior de la herramienta y que las señales deseadas quedaran sumergidas. No obstante, el caucho tendía a absorber el gas de las formaciones gasíferas, provocando la expansión y la separación de la herramienta al llegar a la superficie. La herramienta se reforzó mediante el reemplazo del caucho por acero, pero luego debió moldearse la cubierta para que la trayectoria de las ondas sísmicas que viajaban a través del acero fuera más larga que las trayectorias que atravesaban la formación y volvían a los receptores (próxima página). Muchas herramientas sísmicas modernas siguen presentando ranuras y surcos para retardar los arribos de las señales—conocidos como arribos de la herramienta—que viajan estrictamente a través de la herramienta.

La salida para el segundo problema, es decir registros pobres en pozos irregulares, fue sugerida por el ingeniero de Shell responsable de la primera herramienta sísmica de esa compañía.<sup>7</sup>

Su arreglo compensador por efectos de pozo de receptores y transmisores no sólo eliminó el problema de la señal pobre en zonas lavadas sino que removió los efectos de la inclinación y la excentricidad de la herramienta sobre la respuesta del registro. Con la resolución de dos de los tres problemas que importunaban a las herramientas previas, Schlumberger incorporó esta idea en el diseño, totalmente en acero, de la herramienta sónica compensada por efectos del pozo (BHC, por sus siglas en inglés), introducida en 1964. La herramienta BHC contenía dos transmisores y cuatro receptores.

Junto con la tecnología BHC, surgió la capacidad de visualizar las formas de ondas registradas en un osciloscopio instalado en el camión de adquisición de registros. En la pantalla aparecían no sólo los arribos primarios ( $P$ ), u ondas compresionales, sino también los arribos secundarios ( $S$ ), u ondas de corte, y los arribos posteriores. El hecho de reconocer la importancia de las ondas de corte convirtió al

período correspondiente a mediados de la década de 1960 en un momento de intensa actividad relacionada con la expansión de las aplicaciones sísmicas. Los especialistas de Shell propusieron el empleo de la relación entre la velocidad de ondas  $P$  y la velocidad de ondas  $S$  como indicador de la litología y además utilizaron los registros sísmicos para predecir zonas sobrepresionadas.<sup>8</sup> Los ingenieros e investigadores de Schlumberger evaluaron el uso de las amplitudes de las ondas  $P$  y  $S$  para localizar las fracturas. Si bien se habían propuesto éstas y otras aplicaciones para las ondas de corte, los sistemas de adquisición de registros de la época registraban solamente el tiempo de arribo de la onda  $P$ . La forma de onda en sí, incluyendo los arribos de las ondas  $P$ ,  $S$  y posteriores, no se registraba.

Otra desventaja de la herramienta BHC era su incapacidad para medir con precisión el tiempo de tránsito de un estrato de la formación en zonas invadidas, alteración de lutitas y daño inducido por la perforación. El espaciamiento de 0.9 a 1.5 m [3 a 5 pies] entre transmisores y receptores (TR) capturaba solamente las ondas que se propagaban en la zona alterada, dejando sin explorar la zona inalterada lejos del pozo. Incrementando el espaciamiento a 2.4 y 3.7 m [8 y 12 pies], la herramienta Sónica de Espaciamiento Largo LSS mejoró la respuesta del registro en las lutitas alteradas. Las velocidades sísmicas de la formación inalterada son más representativas del yacimiento en su estado natural y proveen sismogramas sintéticos que se ajustan mejor a las trazas sísmicas de superficie.

El espaciamiento TR largo además estiraba el tren de ondas recibido, separando las ondas  $P$ ,  $S$  y de otro tipo, en paquetes de energía reconocibles. Los esfuerzos por capturar la forma de onda completa se intensificaron, lo que condujo al desarrollo de herramientas que registraban formas de ondas digitales de un arreglo de receptores. La primera versión comercial de esta tecnología de Schlumberger, introducida en la década de 1980, se denominó herramienta de velocidad sónica de forma de onda completa Array-Sonic. La adquisición de registros de forma de onda completa dio origen a una diversidad de nuevas técnicas de procesamiento.

El fin de la década de 1980 fue testigo de la ejecución de experimentos con fines de investigación con una herramienta sónica digital de

segunda generación. El generador de Imágenes Sónico Dipolar DSI poseía ocho conjuntos de cuatro receptores monopoles que podían funcionar como receptores dipolares ortogonales y estaban provistos de una fuente monopolar y dos fuentes dipolares orientadas en sentido ortogonal. Las fuentes dipolares generaban ondas flexurales, lo que permitía la caracterización de la anisotropía de la formación y la lentitud de las ondas de corte, tanto en formaciones lentas como en formaciones rápidas.

También a fines de la década de 1980, los investigadores de Schlumberger probaron una variedad de herramientas acústicas con receptores múltiples para comprobar su capacidad de generación de imágenes sísmicas; imágenes de tipo sísmico, lejos del pozo.<sup>9</sup> El primer servicio comercial de generación de imágenes sísmicas se corrió en 1996 pero el procesamiento implicaba un uso intensivo de tiempo y personal.

En el año 2005, la plataforma de barrido acústico Sonic Scanner combinó numerosas innovaciones del pasado e incorporó las mediciones radiales para explorar simultáneamente la formación con el fin de estimar las lentitudes en la región vecina al pozo y en el campo lejano.<sup>10</sup> La herramienta en sí está completamente caracterizada con componentes acústicos predecibles. El amplio rango de frecuencias de los transmisores monopoles y dipolares ofrece excelente calidad de formas de ondas en formaciones de todo tipo.



^ Una sonda de adquisición de registros sísmicos con ranuras para retardar los arribos propios de la herramienta.

- Schlumberger C: "Procédé et Appareillage pour la Reconnaissance de Terrains Traversés par un Sondage." République Française Brevet d'Invention número 786,863 (17 de junio de 1935). Además, consulte Doll L: "Method of and Apparatus for Surveying the Formations Traversed by a Borehole," Patente de EUA No. 2,191,119 (20 de febrero de 1940) (presentada por los herederos de Conrad Schlumberger).
- Los términos "sónico" y "acústico" se utilizan indistintamente.
- Pike B y Duey R: "Logging History Rich with Innovation," *Hart's E&P* (Septiembre de 2002): 52–55, <http://www.spwla.org/about/Logging-history.pdf> (Se accedió el 28 de abril de 2006).
- De Humble Oil: Mounce WD: "Measurement of Acoustical Properties of Materials," Patente de EUA No. 2,200,476 (14 de mayo de 1940).  
De Magnolia Petroleum Company: Summers GC y Broding RA: "Continuous Velocity Logging," *Geophysics* 17, no. 3 (Julio de 1952): 598–614.  
De Shell: Vogel CB: "A Seismic Velocity Logging Method," *Geophysics* 17, no. 3 (Julio de 1952): 586–597. Léonardon, referencia 1, texto principal.
- Breck HR, Schoellhorn SW y Baum RB: "Velocity Logging and Its Geological and Geophysical Applications," *Boletín de la Asociación Americana de Geólogos de Petróleo* 41, no. 8 (Agosto de 1957): 1667–1682.
- Wyllie MRJ, Gregory AR y Gardner LW: "Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media," *Geophysics* 21, no. 1 (Enero de 1956): 41–70.  
Tixier MP, Alger RP y Doh CA: "Sonic Logging," *Journal of Petroleum Technology* 11, no. 5 (Mayo de 1959): 106–114.
- Vogel CB: "Well Logging," Patente de EUA No. 2,708,485 (17 de mayo de 1955).
- Hottman CE y Johnson RK: "Estimation of Formation Pressures from Log-Derived Shale Properties," *Journal of Petroleum Technology* 17, no. 6 (Junio de 1965): 717–722.
- Hornby BE: "Imaging of Near-Borehole Structure Using Full-Waveform Sonic Data," *Geophysics* 54, no. 6 (Junio de 1989): 747–757.
- Pistre et al, referencia 3, texto principal.