

Un método de perforación acertado

Entre las decisiones que deben tomar los ingenieros de perforación, la selección de la densidad del lodo óptima es una de las más desafiantes y trascendentes. Hoy en día, las herramientas de adquisición de registros sínicos durante la perforación son esenciales para tomar estas decisiones.

Jeff Alford
Roger B. Goobie
Colin M. Sayers
Ed Tollefsen
Houston, Texas, EUA

Jay Cooke
Helis Oil & Gas
Houston, Texas

Andy Hawthorn
John C. Rasmus
Sugar Land, Texas

Ron Thomas
PPI Technology Services
Houston, Texas

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Ron Blaisdell, Nueva Orleans; Lennert den Boer, Calgary; Joaquín Armando Pinto Delgadillo y Egbonna Obi, Youngsville, Luisiana; Nick Ellson y Dale Meek, Sugar Land, Texas; y a Ivor Gray, CJ Hattier y Sheila Noeth, Houston.

APWD (Presión Anular Durante la Perforación), CDR (Resistividad Dual Compensada), FPWD (Presión de Formación Durante la Perforación), PERT (Evaluación de la Presión en Tiempo Real), sonicVISION, StethoScope y TeleScope son marcas de Schlumberger.

1. Para obtener más información sobre el desarrollo de los dispositivos de sonar, consulte: <http://www.absoluteastronomy.com/reference/sonar>. (Se accedió el 6 de febrero de 2006).
2. Para obtener más información sobre adquisición de registros sínicos, consulte: Brie A, Endo T, Hoyle D, Codazzi D, Esmersoy C, Hsu K, Denoo S, Mueller MC, Plona T, Shenoy R y Sinha B: "New Directions in Sonic Logging," *Oilfield Review* 10, no. 1 (Primavera de 1998): 40–55.
3. Barriol Y, Glasser KS, Pop J, Bartman B, Corbiell R, Eriksen KO, Laastad H, Laidlaw J, Manin Y, Morrison K, Sayers CM, Terrazas Romero M y Volokitin Y: "Las presiones de las operaciones de perforación y producción," *Oilfield Review* 17, no. 3 (Invierno de 2005): 22–41.
4. Para obtener más información sobre operaciones de perforación en condiciones de bajo balance, consulte: Bigio D, Rike A, Christensen A, Collins J, Hardman D, Doremus D, Tracy P, Glass G, Joergensen NB y Stephens D: "Coiled Tubing Takes Center Stage," *Oilfield Review* 6, no. 4 (Octubre de 1994): 9–23.

Varias generaciones de ingenieros de perforación han luchado por visualizar el oscuro y formidable ambiente de perforación de fondo de pozo. Hoy en día, los ingenieros y geocientíficos dependen de sensores cada vez más sofisticados para recolectar datos del subsuelo, comprender la litología, identificar rasgos geológicos, localizar hidrocarburos y tomar una serie de decisiones de perforación y terminación.

Nuestro sentido de la vista, si bien se encuentra altamente desarrollado, tiene sus limitaciones. Por ese motivo, a comienzos del siglo XX, los científicos iniciaron el desarrollo de tecnologías que permitirían la visualización de ambientes que de lo contrario no podrían verse. En el año 1906, Lewis Nixon inventó el primer dispositivo de escucha submarina y determinación de distancias, o sonar, para detectar ténpanos.¹

Los primeros sonares eran pasivos; sólo podían escuchar. No obstante, entre 1914 y 1918, la Primera Guerra Mundial aceleró el interés por los sonares activos y su posterior desarrollo para detección submarina.

La primera tecnología de sonares activos transmitía un sonido, o golpeteo, a través del agua. Múltiples receptores denominados transpondedores detectaban el eco acústico de retorno, proporcionando datos sobre las posiciones relativas de los objetos estáticos y los objetos en movimiento. Hoy en día, las tecnologías acústicas de avanzada poseen diversos usos en áreas tales como la medicina, aplicaciones militares y la industria de exploración y producción (E&P) de petróleo y gas.

Las herramientas de adquisición de registros durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés) basadas en componentes acústicos proveen datos que ayudan a reducir la incertidumbre y permiten a los ingenieros tomar decisiones de perforación efectivas y oportunas. Los datos provenientes de las herramientas sínicas LWD no sólo ayudan a establecer gradientes de la presión de poro sino que también ayudan a definir la

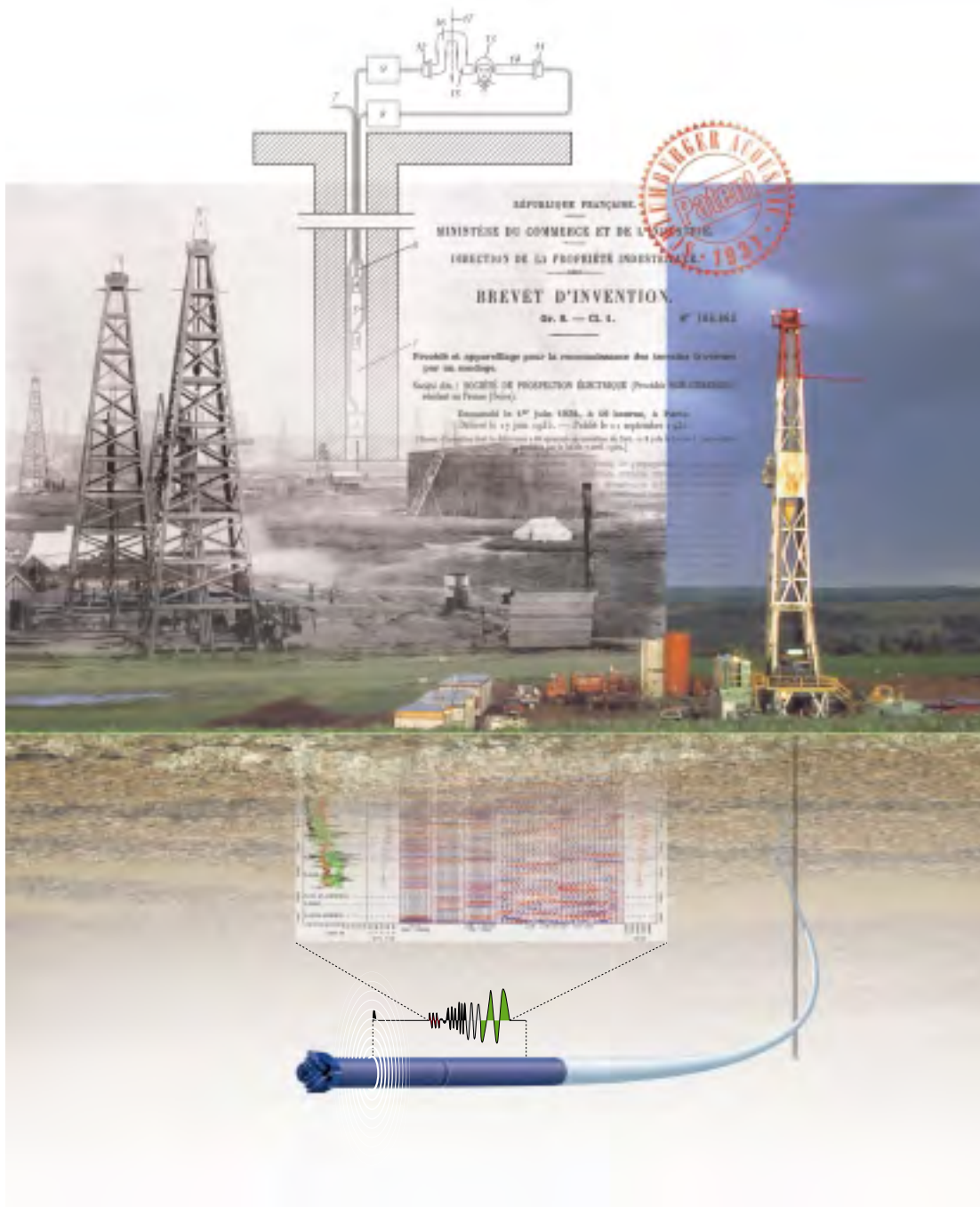
porosidad y permeabilidad, detectar y clasificar los hidrocarburos, evaluar la estabilidad del pozo, interpretar los cambios litológicos, monitorear los efectos del flujo de fluido en el pozo y determinar en forma precisa las profundidades de asentamiento de la tubería de revestimiento.²

Más importante aún es el hecho de que estos datos se encuentran disponibles en tiempo real para ayudar a los ingenieros y geocientíficos a tomar decisiones críticas que inciden en los costos y la eficiencia de la perforación (véase "Actuar a tiempo para maximizar el aprovechamiento de los hidrocarburos," página 4). En este artículo, describimos cómo las herramientas sínicas y las técnicas de interpretación de avanzada están ayudando a definir mejor la ventana segura de densidad del lodo, perforar a mayor profundidad y optimizar las profundidades de colocación de las tuberías de revestimiento. Algunos ejemplos de campo del Golfo de México (GOM, por sus siglas en inglés) y del área marina de Australia muestran cómo los operadores están utilizando los datos acústicos en tiempo real y los sistemas de telemetría que transmiten pulsos entre la localización del pozo y la costa para limitar el riesgo y la incertidumbre, reduciendo al mismo tiempo el costo del pozo.

Una necesidad imperiosa de disponer de predicciones de la presión

La comprensión de las condiciones de presión del subsuelo es clave para el proceso de construcción de pozos.³ Los cambios producidos en el gradiente de presión normal afectan la seguridad de la perforación, el diseño y la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento y, en particular, la ventana de densidad del lodo.

Los ingenieros restringen el rango de densidad del lodo para sustentar la estabilidad del pozo, controlar las presiones de fondo y optimizar la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento. Con mucha frecuencia, la densidad del lodo se mantiene por encima de la



presión de formación—a un nivel requerido para controlar los esfuerzos presentes en la formación y prevenir golpes de presión o inlfujos que pueden traducirse en costosos problemas de control de pozos—y por debajo del gradiente de fractura, para impedir la ruptura de la formación y las pérdidas de fluido de perforación. Los pozos a veces también se perforan con la densidad estática del lodo por debajo de la presión de formación, o en condiciones de bajo balance.⁴

El rango óptimo de densidad del lodo suele ser estrecho y difícil de definir; esto sucede especialmente en regiones con esfuerzos tectónicos y en ambientes de aguas profundas. Dentro de esta estrecha ventana de densidad del lodo, los ingenieros contemplan diversos factores, incluyendo la tasa de flujo mínima requerida para las operaciones de limpieza del pozo, las operaciones con motores de fondo y sistemas de telemetría, y las densidades estática y de circulación equivalentes

(ESD y ECD, por sus siglas en inglés respectivamente). Los fluidos de perforación tales como los lodos a base de aceite y los lodos a base de productos sintéticos con frecuencia exhiben propiedades termomecánicas y de compresibilidad que varían con la profundidad, lo que dificulta la optimización de la eficiencia de perforación manteniendo al mismo tiempo la densidad del lodo.



^ Análisis de registros eléctricos para pronosticar la presión de poro. En sedimentos normalmente compactados, la resistividad eléctrica aumentará con la profundidad a lo largo de una línea de tendencia normal (rojo). Una desviación de la resistividad respecto de la tendencia normal puede indicar la presencia de presión de formación anormal.

El hecho de operar dentro de la ventana de densidad del lodo permite a los ingenieros mejorar la eficiencia de la perforación y colocar la tubería de revestimiento en la mejor profundidad posible. Si la tubería de revestimiento se coloca a una profundidad demasiado somera, el costo de construcción del pozo habitualmente aumenta, la profundidad del pozo se limita, se puede comprometer el régimen de producción y, en ciertos casos, el objetivo quizás no resulte accesible.

El mantenimiento del peso del lodo dentro de una ventana específica depende de la determinación y predicción precisas de cambios anómalos en la presión de formación. El análisis de la resistividad de la lutita que utiliza datos adquiridos con herramientas operadas con cable es uno de los métodos de detección de presión anormal más antiguos.

La resistividad de la formación depende de la porosidad, el tipo de fluido presente dentro del espacio poroso y su potencia iónica. Bajo condiciones de compactación normales, un incremento de la resistividad de la lutita con la profundidad corresponde a una reducción de la porosidad (arriba). Un cambio anormal en la presión de formación se asocia normalmente con un desplazamiento de la tendencia de compactación normal, indicado en un registro eléctrico por una reducción de la resistividad asociada con un incremento de la porosidad.

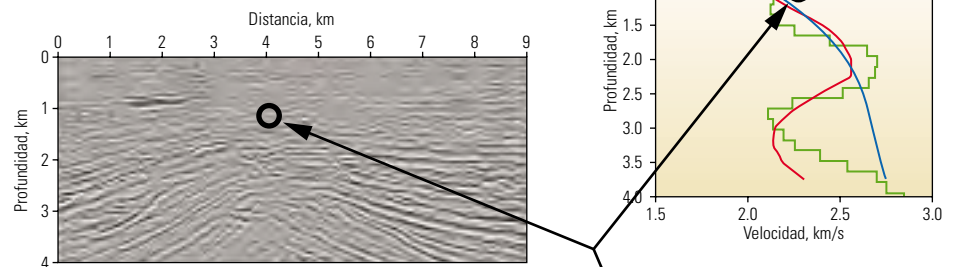
Para mantener un valor de densidad del lodo seguro durante la perforación, es necesario disponer de información sobre presión anormal durante el desarrollo de dicha operación. Si bien la resistividad de la formación es una de las mediciones LWD más comunes, diversos factores pueden tener un efecto significativo sobre los datos, enmascarando potencialmente los cambios producidos en la tendencia de compactación normal y obstaculizando la detección de la presión anormal.⁵

El cambio de la temperatura del pozo con la profundidad altera la resistividad del agua de formación, mientras que la presencia de hidrocarburos aumenta considerablemente la resistividad. Los grandes depósitos de materia orgánica también pueden incrementar la resistividad, oscureciendo los indicadores de subcompactación. Los cambios producidos en el estado del pozo, tales como un incremento de su diámetro como consecuencia de un desmoronamiento o un derrumbe, incrementan aún más el error en la medición de la resistividad. Si bien muchos de estos efectos pueden ser compensados, apoyarse sólo en datos de resistividad para la predicción de la presión de poro incrementa significativamente el riesgo de perforación.

Los geocientíficos a menudo pueden identificar la existencia de formaciones que presentan

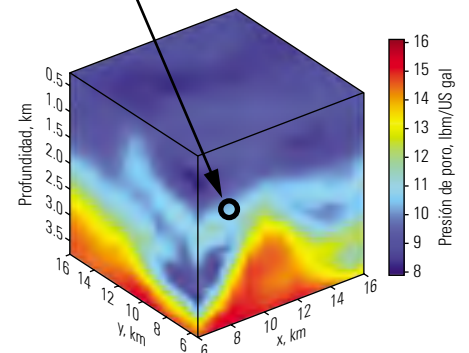
presiones anormales, utilizando velocidades sísmicas. Para una litología dada, la velocidad acústica usualmente depende de la porosidad: cuanto mayor es la porosidad, más baja es la velocidad acústica. En sedimentos normalmente compactados, la compactación aumenta con la profundidad y de este modo la velocidad de las ondas sísmicas y sísmicas que se propagan a través de la formación generalmente aumenta con la profundidad (abajo). Las desviaciones con respecto a esta tendencia a menudo se pueden atribuir a la existencia de capas de sedimentos que no han sido compactados, lo que indica la presencia de una presión anormalmente alta, que se conoce como sobrepresión. No obstante, las incertidumbres asociadas con las velocidades sísmicas comúnmente producen errores de profundidad, lo que dificulta la definición de las distancias exactas que median hasta los riesgos de perforación y los objetivos geológicos.

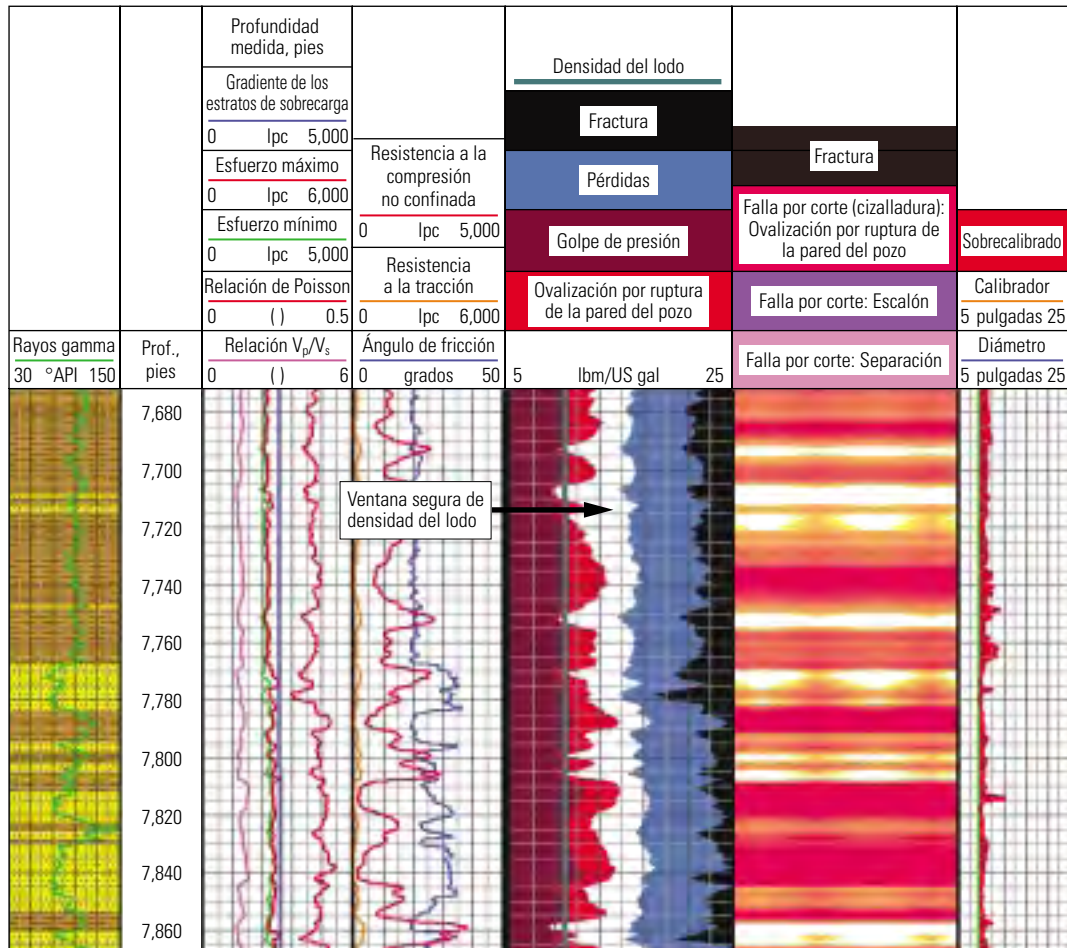
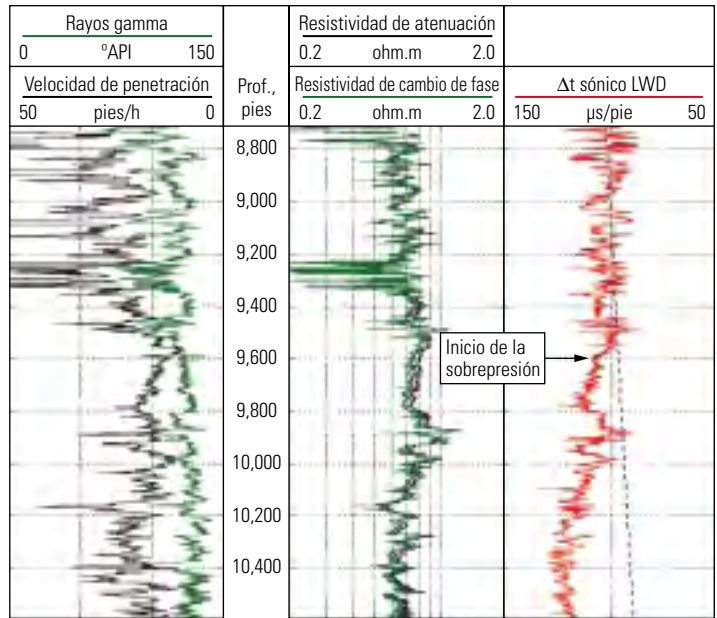
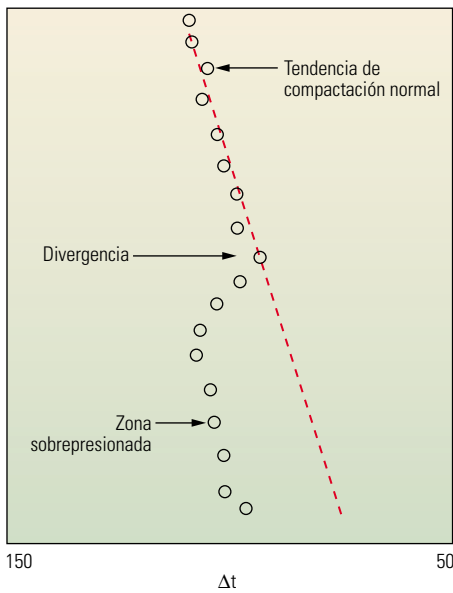
Los modelos de velocidad creados a partir de los datos sísmicos pueden mejorarse mediante la incorporación de información de alta resolución derivada de las mediciones sísmicas obtenidas durante la perforación (próxima página). Hoy en



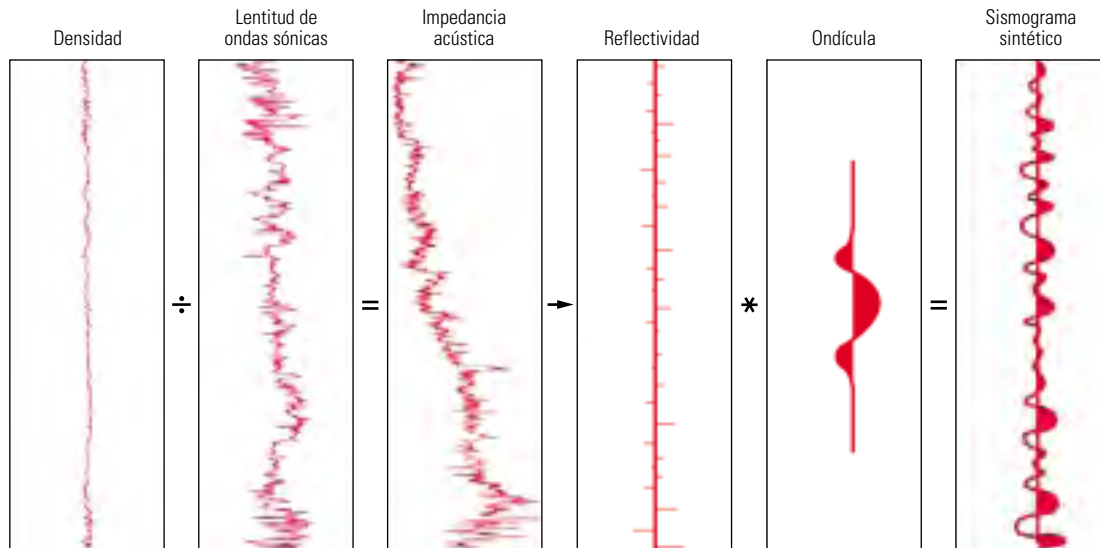
^ Predicción de la presión de poro en el GOM con datos sísmicos. En este ejemplo, el modelo de velocidad inicial basado en el análisis de velocidad de apilamiento convencional (arriba, a la izquierda) pronostica sobrepresión (círculo negro). Si bien las predicciones de la presión de poro basadas en esta información no son suficientemente precisas para la operación de perforación, se puede obtener un mayor grado de resolución de velocidad sísmica mediante la utilización de análisis tomográficos y datos de tiros de prueba de velocidad para refinar el modelo de velocidad (arriba, a la derecha). El procesamiento ulterior de los datos permite la construcción de un cubo de presión de poro tridimensional (3D) (extremo inferior derecho).

5. Aldred W, Bergt D, Rasmus J y Voisin B: "Real-Time Overpressure Detection," *Oilfield Review* 1, no. 3 (Octubre de 1989): 17-27.





^ Definición de ventanas de densidad del lodo. La velocidad sónica puede utilizarse para predecir los cambios producidos en la tendencia de compactación normal, que suelen ser una indicación de la existencia de presión anormal (*extremo superior izquierdo*). A diferencia de las mediciones de resistividad, la velocidad sónica no se encuentra afectada por los cambios de temperatura y la salinidad del pozo. Las mediciones de la lentitud de las ondas compresionales en tiempo real obtenidas con las herramientas sónicas LWD se utilizan para pronosticar la presión de poro y ayudan a definir los límites de los golpes de presión y de la ovalización por ruptura de la pared del pozo (*extremo superior derecho*). La incorporación de mediciones sónicas de corte (*extremo inferior*), disponibles en las formaciones rápidas, ayuda a determinar el potencial de golpes de presión y pérdidas de lodo, los límites de las fracturas y la ventana segura de densidad del lodo que se muestra en blanco (Carril 4). También se pueden definir diversos tipos de fallas por corte (Carril 5).



^ Localización de una barrena en el mapa sísmico utilizando sismogramas sintéticos. Los datos de lentitud de ondas sísmicas LWD se invierten con la medición de la densidad para producir una medición de impedancia acústica (IA) (*proceso de izquierda a derecha*). La IA se convierte a un valor de reflectividad y se convoluciona con una ondícula de 35 Hz en cada reflector para obtener el sismograma sintético (*derecha*). El análisis geofísico de los datos sísmicos determina la frecuencia de la ondícula. A medida que aumenta la profundidad, se atenúan las señales sísmicas de mayor frecuencia, de manera que se utiliza una frecuencia más baja, generalmente de 20 Hz en lugar de 35 Hz, para correlacionar los datos sísmicos LWD con las mediciones sísmicas de superficie. Esto ayuda a los ingenieros y geocientíficos a ubicar la barrena en el mapa sísmico en forma más precisa.

día, los geocientíficos e ingenieros combinan los datos sísmicos obtenidos con herramientas operadas con cable y durante la perforación, con tiros de prueba de velocidad para generar sismogramas sintéticos que luego se correlacionan con mediciones sísmicas previas a la perforación, proporcionando al grupo de perforación una forma de posicionar la barrena de perforación dentro del ambiente geofísico (*arriba*).⁶ Estos procesos que se desarrollan en tiempo real ayudan a los ingenieros a prepararse para los cambios de presión antes de atravesarlos durante la perforación.

La generación de un sismograma sintético a partir de los datos LWD implica la combinación de los datos de tiempo de tránsito (Δt) con las mediciones de densidad, para producir un modelo de impedancia acústica (IA). Este modelo es convertido en una secuencia de reflectividad sísmica y luego se convoluciona con una ondícula seleccionada para producir un sismograma sintético.⁷ Un sismograma sintético es mucho más útil cuando se calibra en profundidad con un tiro de prueba de velocidad obtenido con una herramienta operada con cable o durante la perforación, o con un perfil sísmico vertical (VSP, por sus siglas en inglés). Si bien el sismograma sintético puede generarse en la localización del pozo, es más frecuente que los datos se transmitan a un centro de ingeniería para su procesamiento.

La correlación de un sismograma sintético con las trazas sísmicas de superficie ayuda a los geocientíficos e ingenieros a ubicar la trayectoria del pozo en una sección sísmica. El cálculo de la posición espacial del pozo en relación con los marcadores sísmicos, o reflectores, permite al grupo de perforación anticiparse a los cambios anormales producidos en la presión de formación.

Mediciones sísmicas durante la perforación

Inmediatamente después de la introducción de las mediciones sísmicas LWD, a fines de la década de 1990, un operador verificó su empleo para mejorar la eficiencia de la perforación en diversas áreas de operaciones principales. En un pozo exploratorio del GOM, EUA, en un área conocida por la presencia de formaciones de presión anormal, se transmitieron datos de densidad y sísmicos LWD desde el equipo de perforación hasta la oficina del operador. Allí, los geocientíficos generaron un sismograma sintético, que se correlacionó con la sección sísmica de superficie que representaba la zona objetivo y una zona de sobrepresión sobreyacente.⁸ El sismograma sintético indicó que el tope de la zona sobrepresionada se encontraba a una profundidad 18 m [60 pies] mayor que la prevista por la sección sísmica. Esta información permitió a los ingenieros colocar la zapata de la tubería de revestimiento considerablemente más cerca de la zona sobrepresionada, lo que optimizó la profundidad de asentamiento

de la tubería de revestimiento y mejoró la seguridad y eficiencia de la perforación de las secciones de pozo subsiguientes.

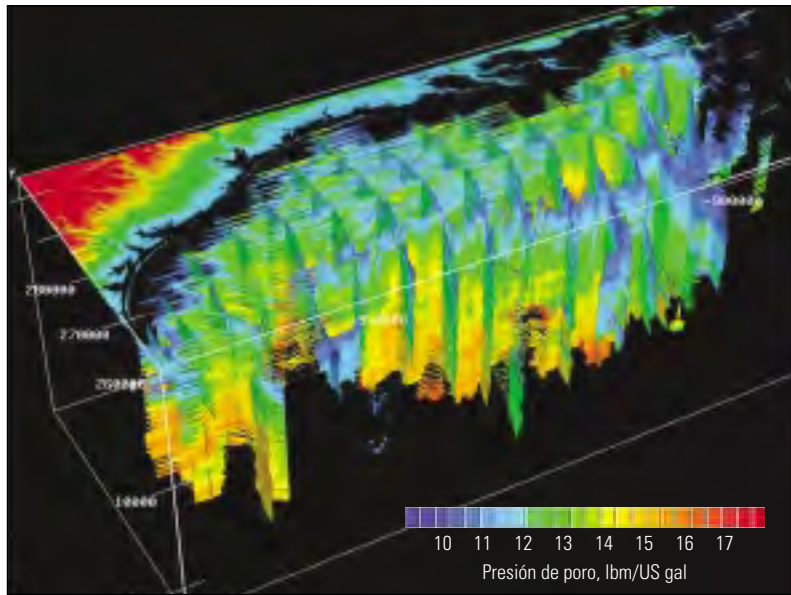
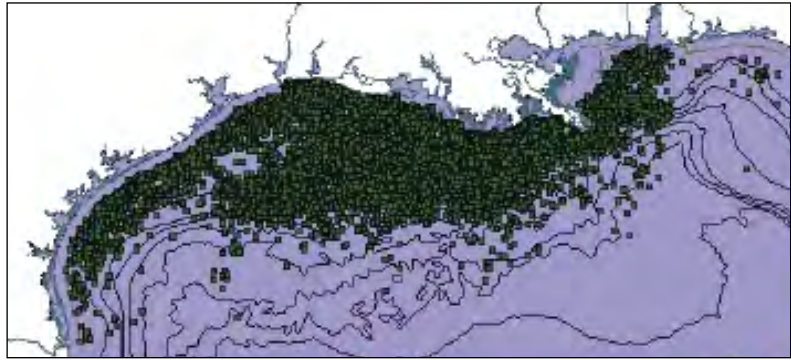
En otro de los primeros ejemplos, BHP (ahora BHP Billiton) y Schlumberger utilizaron mediciones sísmicas LWD no sólo para calibrar las reflexiones sísmicas sino para actualizar los cálculos de presión de poro adelante de la barrena.⁹ Varios pozos de exploración situados frente a la costa de Australia Occidental habían sido abandonados prematuramente debido a problemas de estabilidad asociados con la presencia de formaciones sobrepresionadas.

Conforme la barrena se aproximaba a la zona sobrepresionada prevista, la velocidad acústica adquirida durante la perforación se utilizaba para actualizar continuamente los modelos de velocidad derivados de los levantamientos sísmicos de superficie y VSP existentes. Simultáneamente, los ingenieros en la localización del pozo utilizaban datos de Resistividad Dual Compensada CDR en tiempo real, mediciones sísmicas LWD, mediciones de peso sobre la barrena (WOB, por sus siglas en inglés), de esfuerzo de torsión rotativo y de velocidad de penetración (ROP, por sus siglas en inglés), junto con el programa de Evaluación de la Presión en Tiempo Real PERT, para monitorear los cambios producidos en la presión de poro a unos metros detrás de la barrena. Esta información se utilizó para calibrar las predicciones de presión de poro derivada de los datos sísmicos y los datos VSP.

Utilizando técnicas múltiples para la predicción de la presión de poro, el operador pronosticó con precisión los cambios producidos en la presión de formación, identificó los requisitos mínimos de densidad del lodo y optimizó la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento para construir un pozo exitoso en este ambiente hostil.

Reducción de la ventana de incertidumbre

Las operaciones de perforación en áreas técnicamente desafiantes, normalmente se asocian con costos altos y niveles de riesgo e incertidumbre elevados.¹⁰ Los datos sísmicos LWD, disponibles en tiempo real, desempeñan un rol clave en la reducción del costo, el riesgo y la incertidumbre mediante la actualización de los modelos creados antes de la perforación. Sin embargo, la creación de esos modelos en una primera instancia puede resultar compleja. En el año 2000, los geocientíficos comenzaron a buscar oportunidades para incrementar la velocidad y precisión del modelo y la predicción de la presión de poro durante la perforación.¹¹



^ Construcción de un modelo mecánico del subsuelo tridimensional (3D), en el Golfo de México (GOM, por sus siglas en inglés). Los datos sísmicos, de tiros de prueba de velocidad y sísmicos, suministrados por el Servicio de Administración de Minerales (puntos verdes), se recogieron en pozos del GOM (*extremo superior*) en los que la presión de poro superó 1,198 kg/m³ [10 lbm/US gal] y el error de velocidad pronosticado fue inferior a ± 366 m/s [$\pm 1,200$ pies/s]. Luego, los datos se sometieron a la técnica de *kriging* para pronosticar la presión de poro y se graficaron en un modelo 3D (*extremo inferior*).

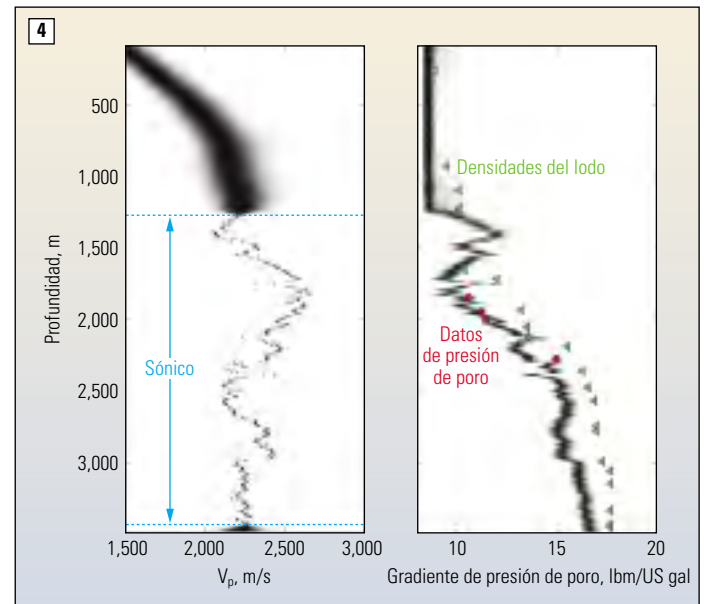
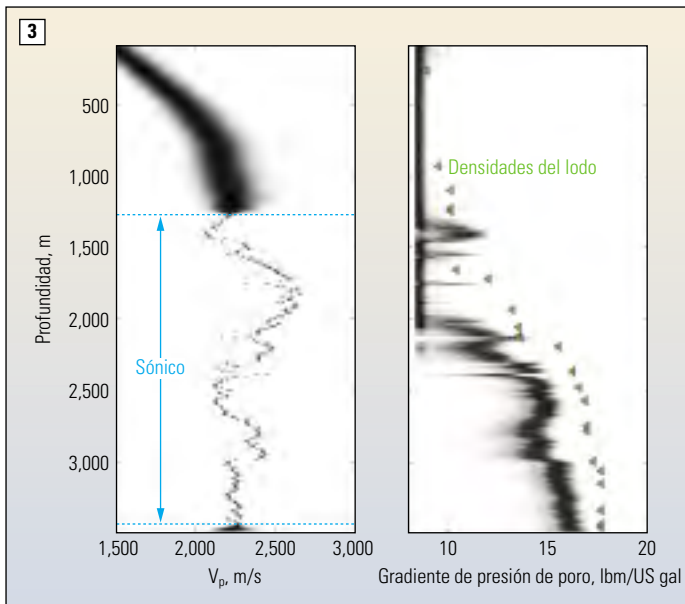
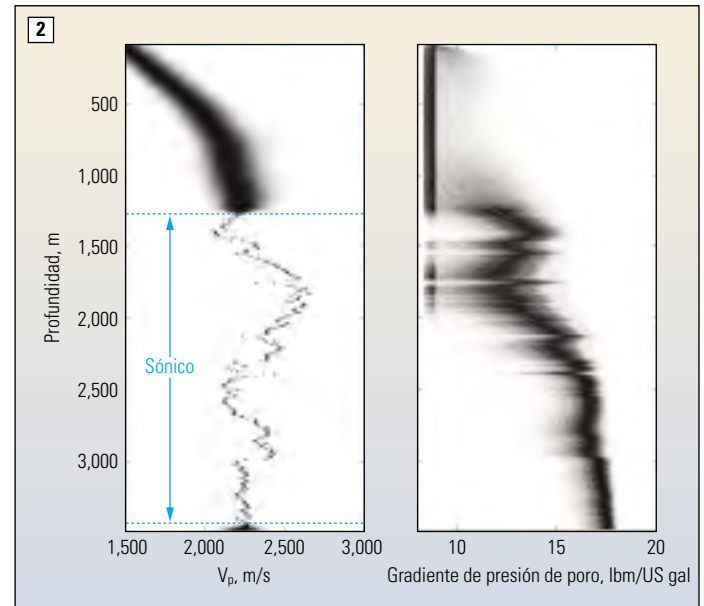
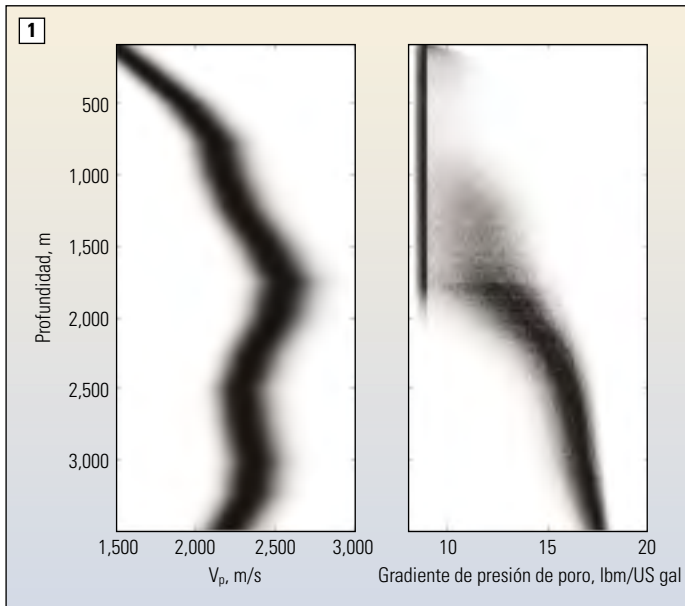
6. Un tiro de prueba de velocidad es un tipo de levantamiento sísmico de pozo diseñado para medir el tiempo de tránsito acústico desde la superficie hasta una profundidad conocida. La velocidad de formación se mide directamente bajando un geófono hasta cada profundidad de interés, emitiendo energía desde una fuente en la superficie y registrando la señal resultante. Un tiro de prueba de velocidad difiere de un perfil sísmico vertical en el número y densidad de las profundidades de recepción registradas; los geófonos pueden estar posicionados en forma apartada e irregular en el pozo, mientras que un perfil sísmico vertical usualmente posee numerosos geófonos posicionados a intervalos espaciados en el pozo de la manera más estrecha y regular posible.
7. Una ondícula es un pulso que representa un paquete de energía proveniente de la fuente sísmica.
8. Hashem M, Ince D, Hodenfield K y Hsu K: "Seismic Tie Using Sonic-While-Drilling Measurements," *Transcripciones del 40º Simposio Anual sobre Adquisición de Registros de la SPWLA*, Oslo, Noruega, 30 de mayo al 3 de junio de 1999, artículo I.
9. Tcherkashnev S, Rasmus J y Sanders M: "Joint Application of Surface Seismic, VSP and LWD Data for Overpressure Analysis to Optimize Casing Depth," presentado en la Jornada de la EAGE: La petrofísica va al encuentro de la geofísica, París, 6 al 8 de noviembre de 2000.
10. Malinverno A, Sayers CM, Woodward MJ y Bartman RC: "Integrating Diverse Measurements to Predict Pore Pressure with Uncertainties While Drilling," artículo de la SPE 90001, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, 26 al 29 de septiembre de 2004.
11. Sayers CM, Johnson GM y Denyer G: "Predrill Pore Pressure Prediction Using Seismic Data," artículo de las IADC/SPE 59122, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Nueva Orleans, 23 al 25 de febrero de 2000.
12. Sayers CM, den Boer LD, Nagy ZR, Hooyman PJ y Ward V: "Regional Trends in Undercompaction and Overpressure in the Gulf of Mexico," *Resúmenes Expandidos, 75º Reunión Anual de la SEG*, Houston (6 al 11 de noviembre de 2005): 1219-1222.

En el área de aguas profundas del GOM, la sobrepresión genera importantes riesgos de perforación. La sobrepresión es provocada por la sedimentación del Río Mississippi que sufre un proceso de enterramiento rápido, en comparación con el tiempo que requieren los sedimentos para expulsar el agua intersticial. Esto impide que los sedimentos se compacten a medida que son enterrados y hace que el fluido de poro se sobrepresione. En sedimentos subcompactados, los contactos entre los granos de los sedimentos son débiles, lo que produce baja resistencia de las rocas acompañadas de bajas velocidades acústicas.

La determinación exacta de la presión de poro es un requisito clave para la toma de decisiones de perforación optimizadas en estos ambientes sobrepresionados. Antes de perforar, se puede pronosticar la presión de poro utilizando velocidades sísmicas—asumiendo que

existe un levantamiento sísmico disponible y procesado—junto con una transformada de velocidad a presión de poro calibrada con los datos de pozos vecinos. No obstante, este procedimiento demanda un tiempo considerable. Los sismogramas sintéticos pueden ser generados rápidamente, en comparación con el tiempo necesario para el análisis de las velocidades sísmicas y la creación del cubo de presión de poro.

Conforme los ingenieros se centran en formas de reducir el riesgo y la incertidumbre, el tiempo necesario para procesar y correlacionar los datos sísmicos y los datos sísmicos LWD se vuelve crítico. Con el fin de acelerar este proceso para las áreas prospectivas del norte del GOM, los geocientíficos de Schlumberger desarrollaron un cubo de presión de poro para el área entera utilizando datos suministrados por el Servicio de Administración de Minerales (MMS, por sus siglas en inglés) (*arriba*).¹²



^ Reducción de la incertidumbre con datos de presión de fuentes múltiples. El grado de incertidumbre asociado con un gradiente de presión de poro se ilustra con el ancho y la baja resolución de las curvas de velocidad de ondas compresionales (V_p) y gradientes de presión de poro (1). Los datos de velocidad de los tiros de prueba de velocidad sísmicos se agregan al modelo, reduciendo en alguna medida la incertidumbre asociada con la presión de poro (2). El agregado de las densidades del lodo en base a los informes de perforación (3) y las mediciones físicas de la presión de poro (4) permite refinar las estimaciones y mejora significativamente la resolución de la presión de poro.

Los datos de tiros de prueba de velocidad del MMS en el GOM se invirtieron para obtener la velocidad compresional en función de la profundidad debajo de la línea del lodo. Estas funciones de velocidad se combinaron luego con registros sísmicos escalados de pozos de aguas profundas y se sometieron a la técnica de *kriging* para poblar un modelo mecánico del subsuelo tridimensional (3D) que mostraba tanto la velocidad como los niveles de incertidumbre inesperados.¹³

Mediante la aplicación de un umbral al error de *kriging* pronosticado, se pueden restringir los mapas de subcompactación y sobrepresión a áreas de interés específicas. En relación con proyectos comerciales, se puede extraer un subcubo confidencial para clientes a partir del cubo de presión de poro del GOM. Toda información adicional provista por el operador y los datos adquiridos durante el proceso de perforación con herramientas sísmicas LWD y herramientas

de determinación de la presión de poro en tiempo real se utiliza para actualizar el modelo del cliente, aumentando la resolución y reduciendo la incertidumbre asociada con la presión de poro, tanto en el ambiente de perforación inmediato como adelante de la barrena ([arriba](#)).

Además de las mejoras introducidas en las técnicas de modelado, los avances tecnológicos implementados en las herramientas LWD y los sistemas de telemetría están proveyendo medi-

ciones en tiempo real más precisas y en mayores cantidades. La herramienta LWD de mediciones sónicas durante la perforación de nueva generación sonicVISION, introducida en abril de 2004, ha aumentado la confiabilidad en la precisión de las velocidades de ondas compresionales obtenidas en tiempo real.

Hasta hace poco, muchos creían que sería imposible obtener mediciones sónicas durante la perforación. Los ingenieros pensaban que el rápido arribo de la señal acústica por el collarín de la herramienta desde el transmisor hasta los receptores, dominaría todos los arribos, haciendo imposible la discriminación y el registro de los arribos de formación.

Con esta idea en mente, los diseñadores de las herramientas sónicas LWD de primera generación se concentraron en la mitigación de los arribos directos a través del collarín. Para ello, las herramientas fueron diseñadas en torno a lo que se conoce como el rango de frecuencia en modo radial de los collarines. Esta frecuencia depende del espesor y el diámetro del collarín; sin embargo, para la mayoría de las herramientas, corresponde a una banda estrecha que oscila entre 11 y 13 kHz.

En la frecuencia en modo radial, las ondas acústicas tratan de expandir el collarín en lugar de viajar hacia el receptor, atenuando de ese modo los arribos de los collarines en los receptores. Mediante el diseño de los transmisores para que disparen dentro de la estrecha banda de frecuencia en modo radial y a través del filtrado de los datos recibidos en el mismo rango, los ingenieros esperaban recibir arribos de formación claros y discernibles, libres de las distorsiones causadas por los arribos a través de los collarines.

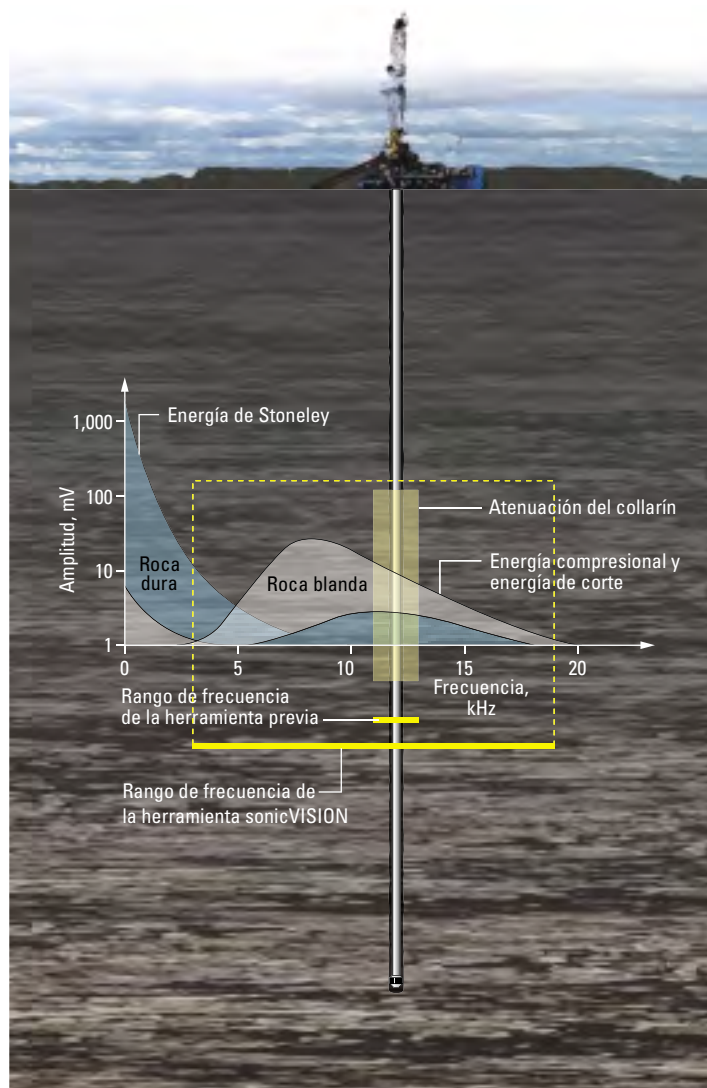
Esta técnica demostró ser parcialmente satisfactoria en relación con las formaciones rápidas en las que la frecuencia de excitación cae dentro del rango apropiado. No obstante, para formaciones más lentas, tamaños de pozos más grandes y para los componentes de menor frecuencia del tren de ondas, tales como las formas de ondas de corte y de Stoneley, estas herramientas de primera generación no excitaban la formación en la frecuencia óptima y descartaban los datos que se encontraban fuera de la estrecha banda asociada con el modo radial (arriba, a la derecha).

El procesamiento de banda angosta favorecía además el fenómeno de *aliasing* (desdoblamiento del espectro) espacial, condición en la que los arribos no formacionales, o transformaciones artificiales del procesamiento, aparecen dentro de la ventana de banda exploradora de

coherencia-tiempo-velocidad (STC, por sus siglas en inglés). El fenómeno de *aliasing* depende de la frecuencia del pulso transmitido, de las frecuencias de forma de onda registradas y del espaciamiento entre receptores. Con un sistema prácticamente de monofrecuencia, el fenómeno de *aliasing* estaba bien desarrollado, conduciendo al picado incorrecto de eventos que no eran arribos de formación.

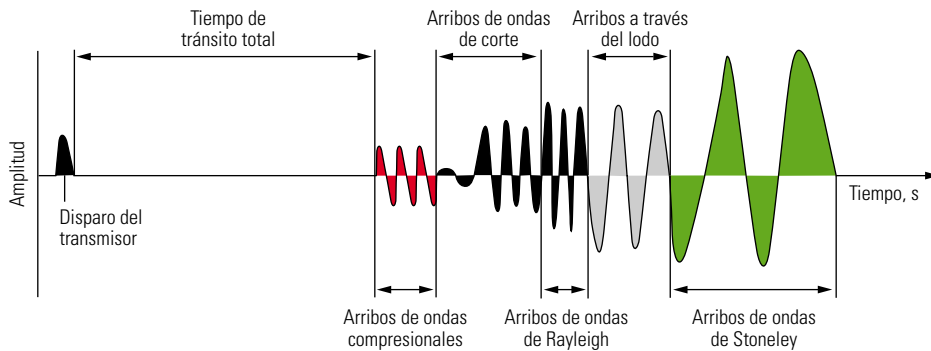
La interpretación errónea de los arribos de las señales también puede limitar la validez de los datos acústicos. Las herramientas previas analizaban todos los arribos acústicos dentro de una ventana de tiempo asociada con una profundidad.

De este modo, dentro de este conjunto de datos, podía haber arribos compresionales y de ondas de corte, arribos a través del lodo y los collarines y arribos desdoblados hacia las bajas frecuencias. Los procesadores de fondo de la herramienta luego discriminaban el arribo compresional de otras señales, en base a la coherencia de esos eventos. Siendo los arribos compresionales uno



^ Rango de frecuencia del nuevo diseño de la herramienta. Los rangos de frecuencia de las herramientas previas se alineaban estrechamente dentro de la frecuencia de atenuación del collarín. Las herramientas más nuevas poseen un rango de frecuencia expandido que cubre un espectro más amplio de formaciones blandas y duras (barra amarilla). Ahora se captan los arribos de frecuencias más bajas tales como las ondas de Stoneley y las ondas P de fuga (que no se muestran en esta gráfica).

13. El término *kriging* se refiere a una técnica utilizada con funciones estadísticas de dos puntos, que describe el aumento de la diferencia o la reducción de la correlación existente entre los valores de las muestras al aumentar la separación entre las mismas, para determinar luego el valor de un punto en una grilla heterogénea a partir de valores cercanos conocidos.



^ Tren de ondas acústicas. Una vez transmitida, una señal acústica viaja a través de la formación, el fluido del espacio anular, y en cierta medida a través de la herramienta, arribando finalmente al arreglo de receptores. Las señales compresionales de baja amplitud (rojo) arriban primero seguidas, en las rocas más duras, del arribo de las ondas de corte. Las herramientas más nuevas toman ventaja de los arribos más lentos tales como los arribos de Rayleigh y de Stoneley.

de los eventos más pequeños discernibles en el tren de ondas, su coherencia es típicamente baja si se compara con otros arribos (arriba). Las primeras herramientas a menudo confundían o identificaban erróneamente los datos, enviando valores incorrectos a la superficie.

Con el fin de mitigar estos problemas, los ingenieros de Schlumberger diseñaron la herramienta sonicVISION para transmitir y recibir las señales acústicas de banda ancha en un rango de frecuencia que oscila entre 3 y 19 kHz y que posee más posibilidades de generar una respuesta medible de la mayoría de las formaciones. Las ondas de corte acústicas son difíciles de adquirir con herramientas de banda angosta porque contienen frecuencias más bajas que las ondas compresionales. La frecuencia de la herramienta sonicVISION se ha optimizado para excitar la formación a lo largo de una banda de frecuencia significativamente más ancha que la de las herramientas previas. Esto permite obtener en forma rutinaria mediciones de ondas de corte y ondas compresionales durante la perforación en formaciones más rápidas. Los niveles de potencia de salida también se incrementaron diez veces para acoplar la energía acústica de banda ancha con la formación en forma más efectiva.

El nuevo diseño además transmite los eventos coherentes en tiempo real, conocidos como picos. La herramienta sonicVISION puede enviar hasta cuatro arribos pico hacia la superficie, en cualquier momento dado, permitiendo que los ingenieros que están en la superficie diferencien los arribos en forma precisa en lugar de depender del procesamiento de fondo de pozo. Estos picos luego se acoplan para formar un registro de proyección STC que ayuda a mejorar la precisión de los datos y representa un significativo paso ade-

lante con respecto al control de calidad de los datos (próxima página).

Los registros de proyección STC ayudan a los ingenieros a diferenciar con precisión el modo compresional, el modo de corte y otros modos en tiempo real. El novedoso diseño de la herramienta sonicVISION ahora permite que los ingenieros modifiquen los límites perceptibles en la superficie, mejorando así la extracción del valor Δt compresional y proporcionando además datos de ondas de corte en tiempo real. La discriminación precisa de los arribos mejora la medición de la presión de poro y posibilita la interpretación geomecánica basada en datos de ondas compresionales, ondas de corte y datos de densidad.

Los datos acústicos ahora pueden adicionalmente refinarse mediante la adquisición de datos mientras las bombas se encuentran fuera de servicio. El ruido de fondo de igual frecuencia que las mediciones sísmicas, generado por las operaciones de perforación y circulación, puede interferir con la obtención de mediciones acústicas precisas. Durante una conexión de la sarta de perforación, la herramienta sonicVISION puede obtener mediciones de velocidad de formación en tiempo real en ambientes calmos, lo que aumenta la confiabilidad en las proyecciones STC y permite potencialmente que los ingenieros observen los cambios de velocidad provocados por la varianza de los esfuerzos inducida por el flujo.

Para acelerar la transmisión de datos a la superficie, Schlumberger lanzó recientemente el servicio de telemetría de alta velocidad durante la perforación TeleScope. Este nuevo sistema de mediciones durante la perforación (MWD, por sus siglas en inglés) tiene la capacidad de pro-

veer suficiente energía para correr ocho o más herramientas LWD, ofreciendo al mismo tiempo una velocidad de transmisión de datos hasta cuatro veces superior a la de las herramientas comparables. La aplicación en el campo de estas nuevas tecnologías de hardware, en combinación con el mejoramiento del modelado de la presión de poro descrito anteriormente, promete aumentar la eficiencia de la perforación y reducir la incertidumbre asociada con la geología y la construcción de pozos.

Los avances producidos en el diseño de las herramientas sísmicas LWD y en los sistemas de telemetría han permitido superar muchos de los inconvenientes propios de las mediciones sísmicas obtenidas durante la perforación. Las nuevas técnicas de procesamiento de datos y las mejoras introducidas en los sistemas de telemetría han minimizado las limitaciones previas, permitiendo el acceso en tiempo real a las mediciones compresionales sísmicas obtenidas durante la perforación, casi en cualquier ambiente de perforación.

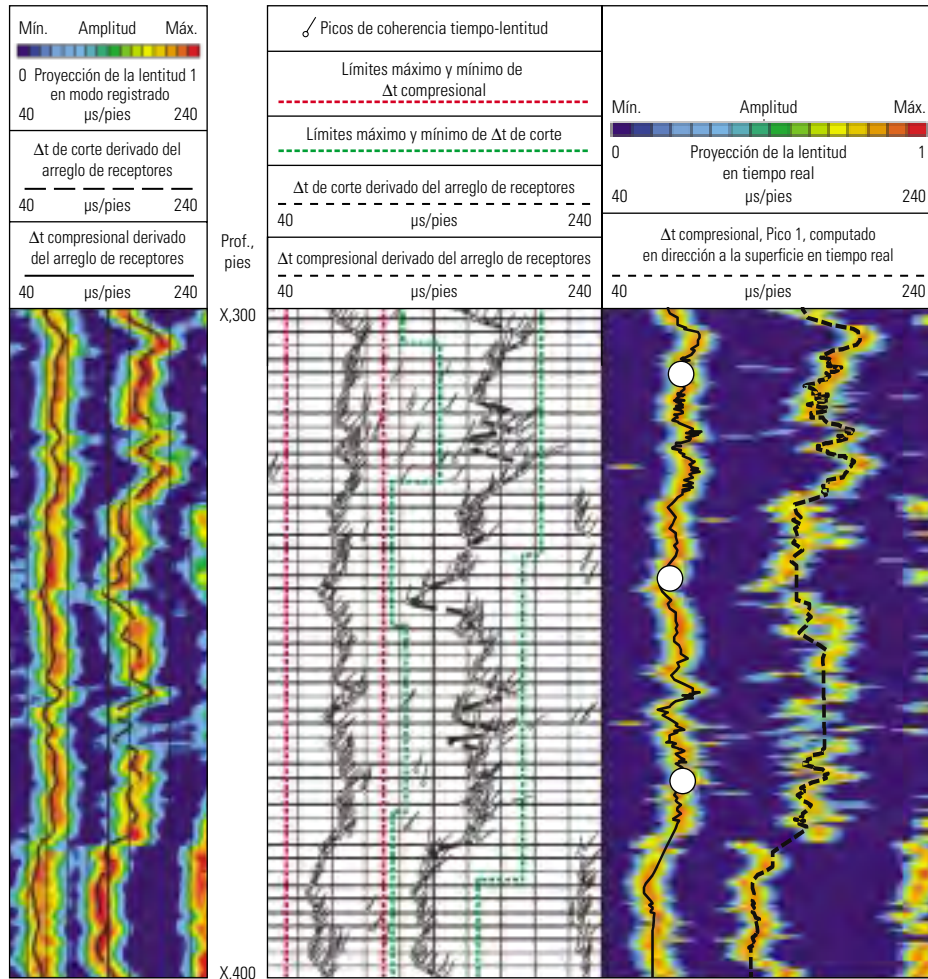
Mediciones de presión, sísmicas y sísmicas:

Definición de la ventana de densidad del lodo

En muchos campos del GOM, la presión de poro cambia rápidamente con la profundidad, y las estrechas ventanas de densidad del lodo dificultan o imposibilitan las operaciones de perforación y terminación de pozos. Un ejemplo de un ambiente extremadamente dificultoso es el área marina de Vermillion. Allí, las densidades del lodo a menudo alcanzan 2,157 kg/m³ [18 lbm/US gal], el riesgo de inestabilidad del pozo y pérdida de circulación es alto y habitualmente se requieren seis o más sarts de tubería de revestimiento para alcanzar los objetivos.

Hoy en día, los operadores utilizan los datos recolectados durante la perforación de la herramienta sonicVISION, el servicio de obtención de la presión de formación durante la perforación StethoScope y otras herramientas LWD para ayudar a mejorar la eficiencia del proceso de construcción de pozos y reducir los costos mediante la definición y el manejo precisos de la ventana efectiva de esfuerzos y densidad del lodo.

Las herramientas sísmicas LWD, los servicios de obtención de la presión de formación en tiempo real y otras herramientas operadas durante la perforación se utilizaron con éxito para reducir el riesgo y la incertidumbre operativa durante la perforación de un pozo en el Bloque 338 del área de Vermillion en el año 2005. En este pozo, propiedad de Helis Oil & Gas LLC y operado por PPI Technology Services, los inge-



^ Picos de ondas compresionales y de ondas de corte disponibles en tiempo real. Gracias a las mejoras introducidas en las herramientas de fondo de pozo y en los sistemas de telemetría, ahora se pueden enviar a la superficie los picos de coherencia tiempo-lentitud para su evaluación y rotulado durante la perforación (Carril 2). Previamente, se disponía de la proyección de la semblanza sólo mediante la memoria de la herramienta de procesamiento, una vez extraída la herramienta del pozo (Carril 1). La proyección de la semblanza, basada en los picos obtenidos en tiempo real (Carril 3), es consistente con los datos almacenados en la memoria de la herramienta. Las mediciones de Δt compresional (círculos blancos) adquiridas en las estaciones durante los períodos de calma, por ejemplo cuando se ponen fueran de servicio las bombas durante los procedimientos de conexión de las tuberías, también confirman la precisión de los datos en tiempo real. El sistema sonicVISION posee la singular capacidad de modificar los límites (Carril 2) en la superficie, para una mejor extracción de datos compresionales y, por primera vez, de datos de corte en tiempo real. Estas mejoras en el control de calidad en tiempo real robustecen los datos de entrada compresionales utilizados para el cálculo de la densidad mínima del lodo en base a la presión de poro. La combinación de datos compresionales y datos de corte obtenidos en tiempo real también posibilita los cálculos geomecánicos de la ventana de densidad del lodo máxima.

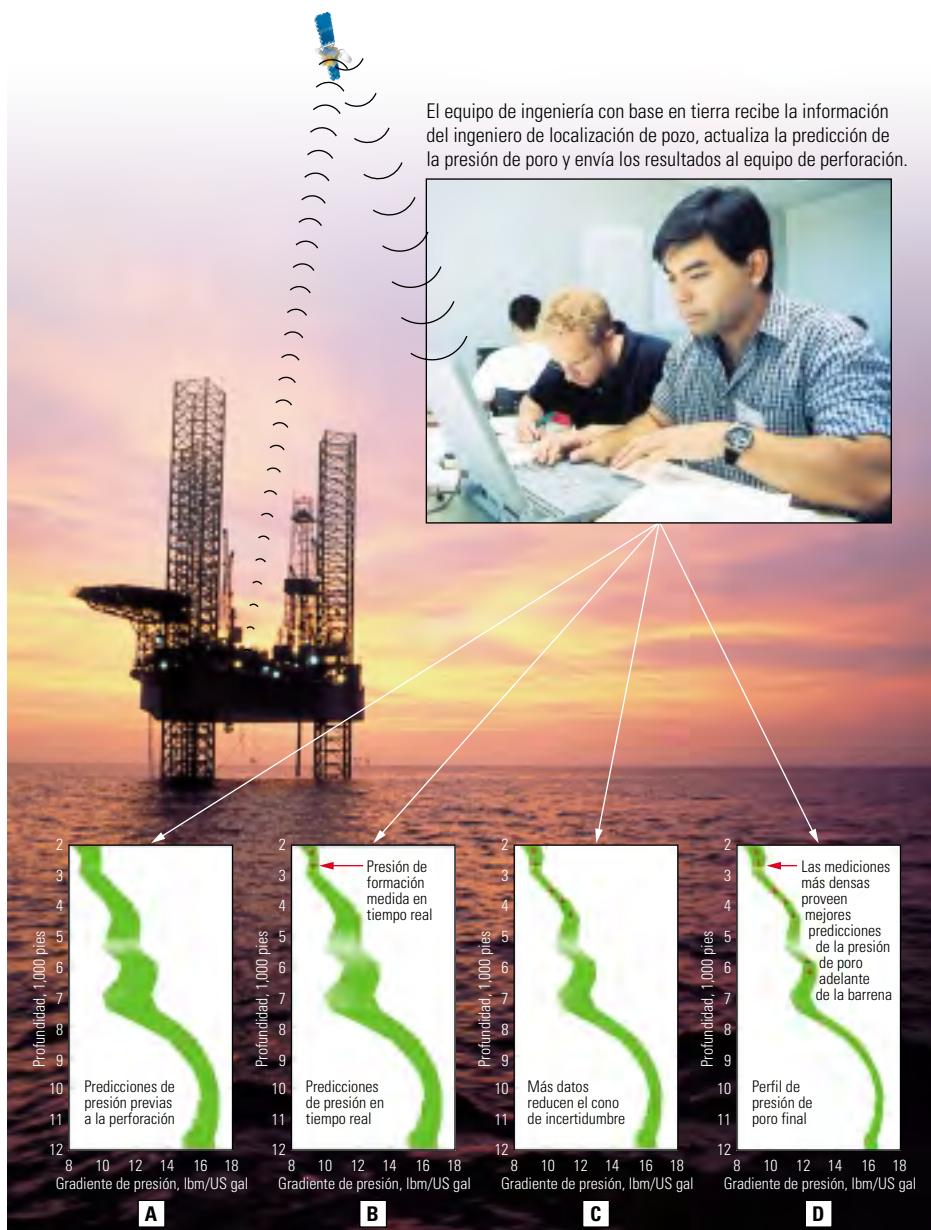
nieros planificaron y llevaron a cabo un agresivo programa de perforación. Este programa extendió tanto la tubería de revestimiento intermedia de 9% pulgadas como las sargas de tuberías de revestimiento cortas de 7 pulgadas hasta profundidades suficientes para eliminar una sarga de tubería de revestimiento común a los pozos del área; en este caso, una sarga de 5 pulgadas. Estas gestiones no sólo redujeron el costo del pozo sino que, más importante aún, eliminaron

las dificultades asociadas con la perforación de pozos de diámetro reducido y las limitaciones relativas a la terminación de pozos, propias de las tuberías de revestimiento de producción de pequeño diámetro.

La predicción precisa de la profundidad hasta el objetivo geológico y de la presión de poro es esencial para el éxito de cualquier plan de perforación agresiva. Los ingenieros de Helis y PPI basaron su diseño de pozo inicial en valores de

densidad del lodo tomados de pozos del área. A continuación, contactaron a Schlumberger para refinar estas predicciones utilizando el modelo mecánico del subsuelo 3D del GOM; predicciones que serían ulteriormente refinadas con datos sísmicos obtenidos durante la perforación.

Los datos obtenidos durante la perforación se transmitieron vía satélite a un centro remoto de operaciones y colaboración en donde la hidrodinámica del pozo y los modelos geomecá-



Telemetría con los centros de ingeniería. El ingeniero de pozo recolecta datos sísmicos, de perforación y de lodo LWD y luego transmite esta información al centro de ingeniería donde un equipo de especialistas analiza y procesa los datos. Una vez que los resultados vuelven al lugar del pozo, las predicciones de presión de poro iniciales (A) se actualizan con estimaciones de la presión de poro (B), reduciendo en última instancia el cono de incertidumbre (C) y proveyendo predicciones más precisas de la presión de poro adelante de la barrena (D).

nicos del subsuelo se actualizaron en tiempo real utilizando datos del equipo de perforación (arriba). Para dar cuenta de las variaciones producidas en la litología y en la velocidad de compactación de los sedimentos, se convalidó la transformada de compactación normal no lineal establecida durante la planeación previa a la

perforación y recalibrada durante la perforación, utilizando datos de la herramienta sonicVISION y mediciones de presión directas de la herramienta de predicción de la presión de formación durante la perforación FPWD.

La correlación de los datos adquiridos con las herramientas sonicVISION y FPWD aumentó

significativamente la confiabilidad en el modelo de predicción de la presión de poro en tiempo real. Estas mediciones permitieron definir correctamente durante la perforación las incertidumbres previas a la perforación, asociadas con la conversión de tiempo de tránsito a presión de poro. Luego se aplicó la transformada calibrada para revisar y actualizar el modelo de presión de poro previo a la perforación, tanto atrás como adelante de la barrena (próxima página).

Los resultados, incluyendo las recomendaciones sobre densidad del lodo, se transmitieron luego al equipo de perforación y se adoptaron medidas para garantizar que la densidad del lodo de superficie, la ECD y la ESD se mantuvieran dentro de los límites de la ventana de densidad del lodo.

Los requisitos iniciales para el asentamiento de la tubería de revestimiento de 9% pulgadas fueron restringidos por un punto de fractura de 1,558-kg/m³ [13 lbm/US gal], obtenido de experiencias previas en el campo. Sin embargo, el gradiente de fractura calculado, derivado de las mediciones de velocidad y densidad de formación obtenidas durante la perforación, indicó que la resistencia de la roca era sustancialmente superior y podía aceptar un fluido de perforación más pesado.

La densidad del lodo se incrementó a 13 lbm/US gal, en base al análisis de la presión de poro efectuado en tiempo real, conforme la perforación alcanzó 2,072 m [6,800 pies]. Utilizando datos sísmicos LWD en tiempo real, mediciones de presión obtenidas durante la perforación y técnicas de procesamiento de datos de avanzada, los geocientíficos del centro de colaboración remota establecieron un rango seguro de densidad del lodo que permitió al perforador alcanzar una profundidad de 2,495 m [8,187 pies] antes de correr la tubería de revestimiento de 9% pulgadas; en la profundidad de asentamiento, la ECD mostró una precisión de 11.98 kg/m³ [0.1 lbm/US gal] con respecto al gradiente de fractura calculado.

Una vez colocada la tubería de revestimiento de 9% pulgadas, se retomó la perforación con una barrena de 8½ pulgadas. A una profundidad de 2,896 m [9,500 pies], la presión anular excedió el gradiente de fractura, perdiéndose la circulación. El análisis de resistividad por la técnica de repetición (técnica de lapsos de tiempo) indicó la presencia de dos zonas cercanas a la zapata de la tubería de revestimiento previa, donde la formación había sido probablemente dañada.

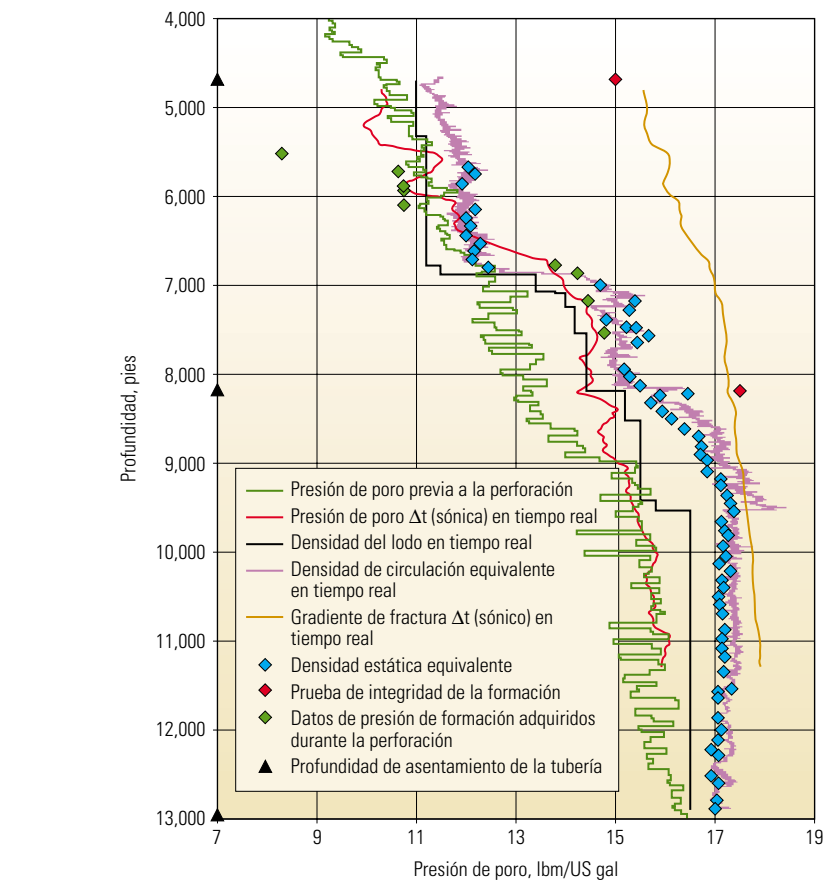
En base a evaluaciones ulteriores, los ingenieros consideraron que el costo de las operaciones de inyección forzada de cemento con fines de remediación superaba el riesgo de continuar la perforación con un control hidráulico hermético y una densidad del lodo máxima de 2,097 kg/m³ [17.5 lbm/US gal]. El monitoreo y mantenimiento cuidadosos de las presiones anulares, dentro de una envolvente de presión hidráulica calibrada con precisión, permitió al operador terminar el pozo a una profundidad de 3,812 m [12,507 pies] en el yacimiento objetivo, sin una sarta de revestimiento adicional.

Los esfuerzos combinados de los ingenieros de Schlumberger, PPI y Helis contribuyeron a la eliminación de la sarta de revestimiento de 5 pulgadas planificada previamente y a evitar las dificultades asociadas con las operaciones de perforación y terminación de pozos de diámetro reducido. La obtención de mediciones de presión durante la perforación con herramientas síncas LWD, y el monitoreo hidrodinámico cuidadoso utilizando la herramienta de Presión Anular Durante la Perforación APWD, ayudaron a identificar cambios en la presión de poro y puntos de fractura y permitieron que la perforación procediera dentro de las limitaciones de una envolvente de densidad del lodo estrecha.

Los ingenieros redujeron significativamente la incertidumbre asociada con los modelos de predicción de la presión mediante la actualización de la transformada de velocidad a presión de poro previa a la perforación, utilizando datos síncos LWD y midiendo la presión de formación verdadera. La profundidad crítica de asentamiento de la tubería de revestimiento de 9% pulgadas se extendió 1,187 pies [362 m] más de lo planificado, eliminando una sección de revestimiento entera y reduciendo el costo del pozo en más de US\$ 1.7 millón.

Un futuro seguro para las herramientas acústicas operadas durante la perforación

Una nueva generación de herramientas síncas LWD está ayudando a los perforadores, ingenieros y geocientíficos a tomar muchas decisiones que facilitan la ejecución de operaciones de construcción de pozos seguras y eficaces desde el punto de vista de los costos. Mediante la provisión de información de velocidad de formación oportuna, las herramientas acústicas operadas durante la perforación han demostrado ser un activo valioso para el equipo de ingeniería de pozos.



▲ Perforación en una ventana de densidad del lodo estrecha. El extremo superior de la rampa de presión de poro es confirmado a una profundidad de aproximadamente 6,800 pies con las mediciones síncas (rojo) y las mediciones de presión de formación obtenidas durante la perforación (diamantes verdes). Entre 2,134 y 2,438 m [7,000 y 8,000 pies], la significativa divergencia observada entre el modelo previo a la perforación (curva verde) y la presión de poro real constituye un ejemplo de la importancia de utilizar mediciones en tiempo real para actualizar el modelo previo a la perforación. Al avanzar la perforación por debajo de 2,743 m [9,000 pies], la predicción precisa de la presión de poro, las mediciones de presión y el modelado hidráulico permitieron al equipo de perforación mantener la densidad del lodo (curva negra), la densidad estática equivalente (diamante azul) y la densidad de circulación equivalente (curva púrpura) dentro de una ventana estrecha, justo por debajo del gradiente de fractura en tiempo real (curva dorada).

Los sistemas síncos LWD actuales están proporcionando datos acústicos precisos que a su vez están siendo procesados en tiempo real para determinar en forma confiable la presión de poro y los límites geofísicos de las formaciones que se están perforando. Si se combina con datos sísmicos y otros datos en tiempo real, esta información ayuda a los geocientíficos a ver lo que está adelante de la barrena hasta el siguiente horizonte geológico y más allá del mismo. La definición de la ventana de densidad del lodo durante la perforación permite que los ingenieros se desvíen de los diseños de las tuberías de revestimiento pre-

vios a la perforación, llevando el asiento de las zapatas a mayores profundidades y reduciendo significativamente el costo del pozo.

En forma similar al desarrollo del sonar, a comienzos del siglo XX, los avances producidos en el software de modelado, en el diseño de las herramientas acústicas y en las herramientas de procesamiento que facilitan la toma de decisiones, están ayudando a los ingenieros a ver lo invisible y tomar decisiones de perforación acertadas, reduciendo los costos y aumentando la eficiencia de los procesos de construcción de pozos. —DW