

Las presiones de las operaciones de perforación y producción

Yves Barriol
Karen Sullivan Glaser
Julian Pop
Sugar Land, Texas, EUA

Bob Bartman
Devon Energy
Houston, Texas

Ramona Corbiell
Nueva Orleans, Luisiana, EUA

Kåre Otto Eriksen
Harald Laastad
Statoil
Stavanger, Noruega

James Laidlaw
Aberdeen, Escocia

Yves Manin
Clamart, Francia

Kerr Morrison
BP Exploration and Production
Aberdeen

Colin M. Sayers
Houston, Texas

Martín Terrazas Romero
Petróleos Mexicanos (PEMEX)
Poza Rica, México

Yakov Volokitin
Shell E&P Americas
Nueva Orleans, Luisiana

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Jeff Cordera y Aaron Jacobson, Clamart, Francia; Roger Goobie, Houston, Texas; José de Jesús Gutiérrez, Ciudad de México, México; Martin Isaacs, Frederik Majkut y Lorne Simmons, Sugar Land, Texas; y Paula Turner, consultora externa, Houston.

adnVISION675, AIT (herramienta de generación de Imágenes de Inducción de Arreglo), arcVISION675, CHDT (Probador de la Dinámica de Formación de Pozo Entubado), CQG (Sensor de Cristal de Cuarzo), FloWatcher, MDT (Probador Modular de la Dinámica de la Formación), Platform Express, PowerDrive Xtra, PressureXpress, proVISION675, Sapphire, Smart Pretest, StethoScope, TeleScope, USI (herramienta de generación de Imágenes Ultrasónicas), VISION y WellWatcher son marcas de Schlumberger.

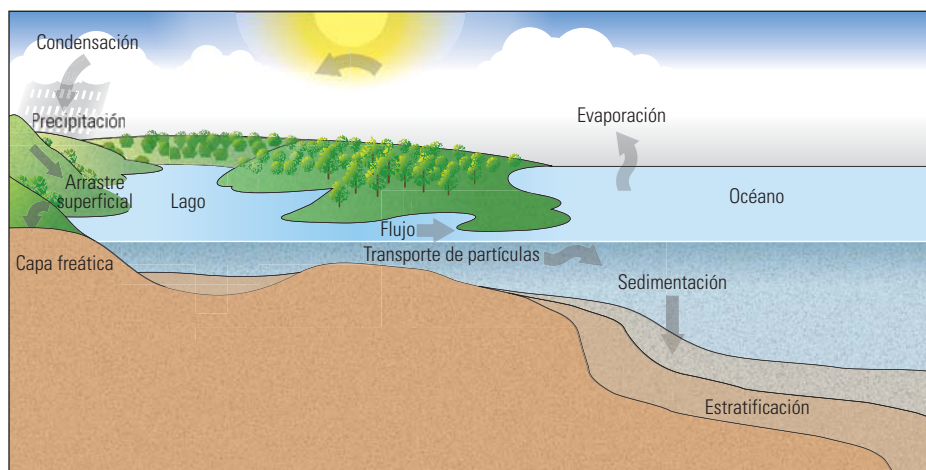
La medición de la presión es esencial para optimizar la recuperación de hidrocarburos. Hoy podemos determinar las presiones de formación en forma precisa, prácticamente en cualquier momento del ciclo de vida de un pozo. Ya sea durante la perforación, cuando el pozo alcanza la profundidad final o algunos años después de iniciada la producción, las técnicas actuales nos permiten adquirir datos de presión precisos y económicamente efectivos. Éstos nos ayudan a reducir los riesgos y mejorar la recuperación.

Muchos de los efectos de la presión pasan inadvertidos en nuestra vida cotidiana. Rara vez nos planteamos por qué fluye el agua desde un grifo o cómo vuela un avión. Y, sin lugar a dudas, cuando llenamos el tanque de combustible de nuestro automóvil, no nos preocupa la naturaleza de las geopresiones que impulsan los hidrocarburos hacia la superficie. Nuestro mundo depende de la presión de muchas maneras y la producción de petróleo y gas no escapa a esta regla.

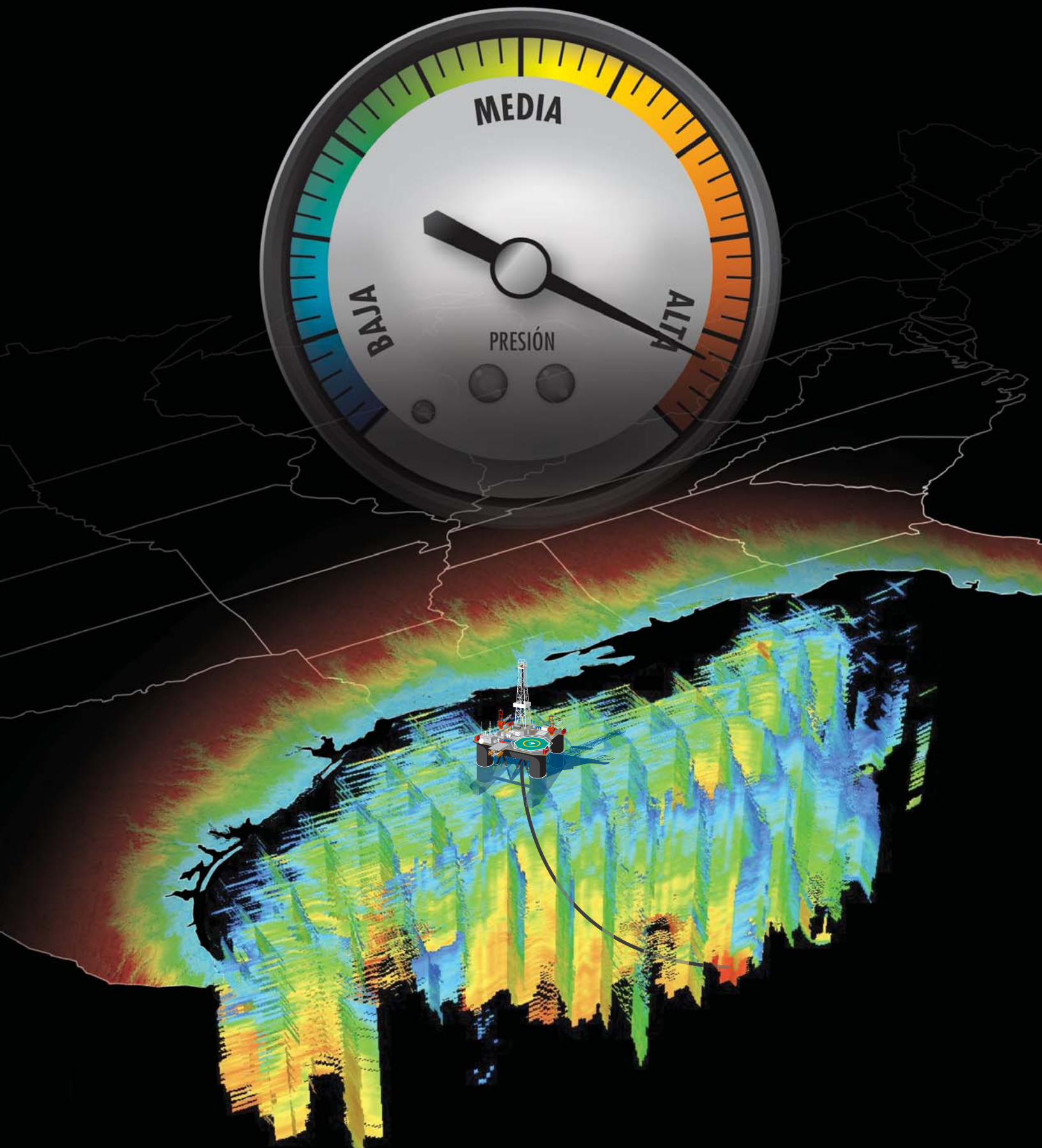
La historia de la geopresión se remonta a los comienzos de la Tierra. Al enfriarse el núcleo externo de la Tierra, los movimientos tectónicos de las placas inducidos por la convección acaecida en el interior de la Tierra generaron esfuerzos en la corteza terrestre. El movimiento, torcedura y espiralado de estas placas de la cor-

teza terrestre sometidas a esfuerzos provocaron la formación de montañas y cuencas. Las erupciones volcánicas asociadas con las fuerzas tectónicas de las placas arrojaron material desde el interior de la Tierra, formando la atmósfera y los océanos.

Conforme la actividad tectónica de las placas seguía ocurriendo en las condiciones de presión del subsuelo, se formaron los patrones climáticos. Los ciclos de evaporación oceánica, saturación atmosférica, condensación y precipitación continental alimentaron los ríos que desembocan en los océanos, acarreado consigo grandes volúmenes de rocas erosionadas y material terrígeno y orgánico marino. Al disminuir la velocidad de transporte, estos materiales se asentaron en cuencas sedimentarias (abajo).



^ El ciclo hidrológico. El agua que se evapora desde el océano forma nubes. Las nubes se acumulan sobre la tierra y producen la lluvia, que fluye a lo largo de los ríos y regresa al océano transportando rocas y restos orgánicos que se depositan en las cuencas. El ciclo se repite, depositando capas de material macizas.



Posteriormente, a lo largo de los ciclos continuos de enterramiento y compactación, estos materiales fueron convertidos por la acción del calor, la presión y la actividad orgánica en los diferentes compuestos de hidrocarburos que conocemos con el nombre de petróleo.

Así comienza la historia de la geopresión, los hidrocarburos y la producción. En este artículo, examinamos primero el desarrollo de los sistemas geopresionados y luego analizamos los efectos de la presión de formación sobre la perforación, eva-

luación, producción y recuperación de hidrocarburos. Algunos ejemplos del Golfo de México, México y el Mar del Norte, muestran cómo los perforadores, ingenieros y geocientíficos están utilizando técnicas vanguardistas para pronosticar, medir y manejar la presión, permitiendo que los pozos sean perforados en forma más segura, que los agujeros sean colocados en forma más precisa y que el contenido de los yacimientos sea evaluado y manejado de manera de maximizar la recuperación de petróleo y gas.

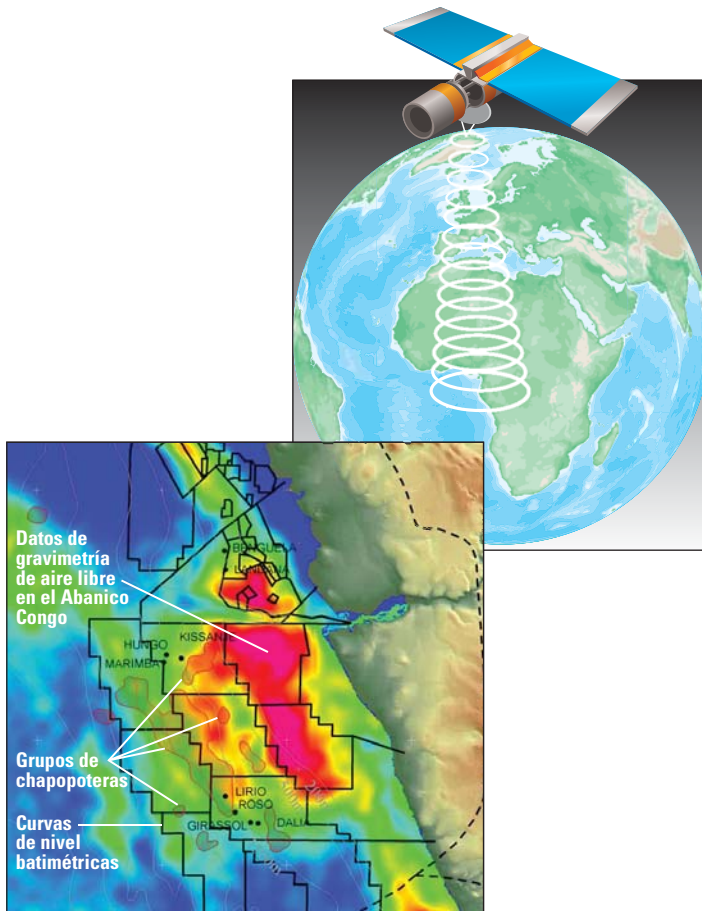
Desarrollo de los sistemas geopresionados

La corteza terrestre externa alberga un complejo sistema de esfuerzos y geopresiones que constantemente procuran alcanzar un estado de equilibrio. Si bien el subsuelo comprende varios rasgos geológicos, bajo diferentes regímenes de presión y esfuerzo, una de las distribuciones de presión del subsuelo más comúnmente estudiadas es la que tiene lugar en los sedimentos relativamente someros depositados en ambientes sedimentarios deltaicos. Los ríos arrojan grandes cantidades de arena, limo y arcilla en cuencas marinas donde se acumulan y litifican a través de millones de años, y por último forman principalmente arenisca, limolita y lutita.

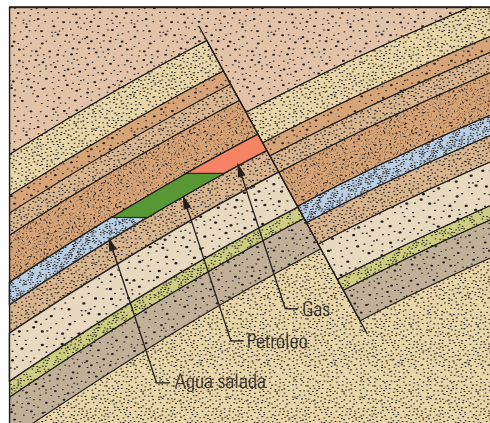
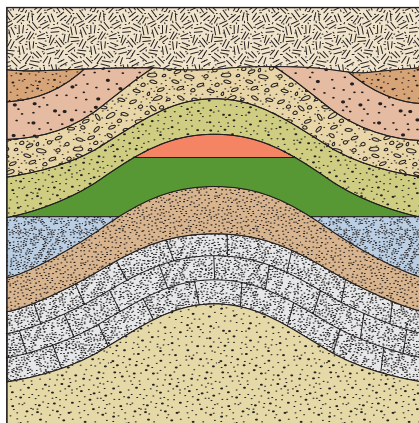
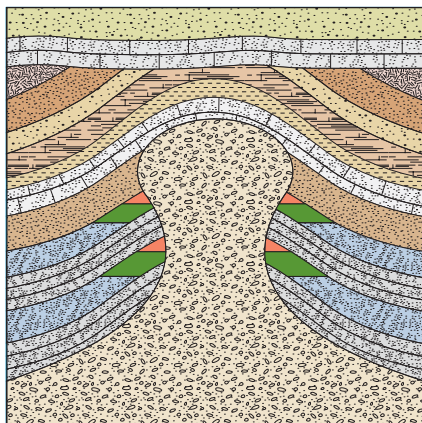
Inicialmente, los sedimentos depositados en las desembocaduras de los ríos son sedimentos no consolidados y no compactados, y poseen una porosidad y una permeabilidad relativamente altas que permiten que el agua de mar remanente, o el agua connata, presente en los poros permanezcan en total comunicación hidráulica con el océano que la sobreyace. Con el tiempo y la compactación, conforme se deposita más sedimento, el agua sale con dificultad de los espacios porosos y el contacto entre los granos soporta una carga sedimentaria cada vez más grande. Si existe un conducto para que el agua salga, se mantiene el equilibrio en los espacios porosos.

Una vez formados, el petróleo y el gas migran en dirección ascendente hacia zonas de menor presión, alcanzando posiblemente la superficie para formar chapopoterías (acumulación de emanaciones) si no existe ninguna obstrucción mecánica en el camino. Las evidencias geológicas y arqueológicas indican que existieron chapopoterías naturales en varios lugares del mundo durante miles de años. En ciertos casos, las presiones del subsuelo hacen que grandes volúmenes de hidrocarburos alcancen la superficie. A lo largo de la costa de California, cerca de Goleta Point, EUA, volúmenes comerciales de gas natural continúan saliendo de las fracturas naturales existentes en la corteza terrestre. Allí, los ingenieros diseñaron un singular sistema de recuperación de gas subterráneo que ha captado más de 113 millones de m³ [4,000 millones de pies³] de gas natural desde 1982. Este gas natural es suficiente para satisfacer las necesidades anuales de más de 25,000 consumidores residenciales típicos de California.¹

Las chapopoterías se forman generalmente cuando la erosión produce la exposición de las rocas con hidrocarburos en la superficie de la Tierra o cuando una falla o una fractura permiten que los hidrocarburos, impulsados por la presión, migren hacia la superficie. Los registros históricos indican que las chapopoterías superficia-



^ Chapopotería identificada en el área marina de Angola, África Occidental. Aproximadamente un 75% de las cuencas petrolíferas del mundo contienen chapopoterías de superficie. Saber dónde emergen las chapopoterías de petróleo y gas ayuda a localizar las fuentes de las acumulaciones de petróleo y gas del subsuelo. Los científicos utilizan las imágenes satelitales para ayudar a identificar yacimientos de hidrocarburos potenciales. En esta imagen, los valores de datos de gravimetría de aire libre obtenidos de los datos del Satélite Europeo de Teledetección (ERS) permiten la identificación de áreas de altos valores gravimétricos que son el resultado de los sedimentos emitidos del Río Congo, conocidos como Abanico Congo. Los datos se utilizan también para ayudar a identificar áreas con chapopoterías de hidrocarburos, que se muestran como curvas de contorno delineadas en rojo. La fuente submarina de la chapopotería se localiza típicamente utilizando técnicas de sonar o sísmica de reflexión somera. Luego, se pueden muestrear los hidrocarburos como ayuda para identificar el tipo de petróleo y el grado de madurez del campo, así como para su correlación con otras chapopoterías submarinas. (Imagen: cortesía del Grupo NPA; contornos de bloques: cortesía de IHS Energy.)



^ Trampas estructurales. El peso de los sedimentos sobreyacentes hace que las capas de sal se deformen plásticamente, creando diapiros. Conforme evolucionan los diapiros, los sedimentos traslapan sus márgenes, formando trampas que habitualmente alojan hidrocarburos (*izquierda*). Cuando los estratos se han deformado para formar un anticlinal (*centro*), el petróleo (verde) y el gas (rojo) pueden quedar entrampados debajo de un sello. La presencia de fallas también puede producir el entrampamiento de los hidrocarburos (*derecha*), mediante el sellado del margen echado (buzamiento) arriba de un yacimiento.

les condujeron al descubrimiento de numerosos yacimientos de petróleo.² Hoy en día, las imágenes aéreas y satelitales ayudan a los geólogos a detectar emanaciones naturales de petróleo y gas que migran desde las grandes profundidades de los océanos, ofreciendo la promesa de las reservas de hidrocarburos aún sin descubrir (*página anterior*).

Afortunadamente, la mayoría de los hidrocarburos presentes en el subsuelo no escapan hacia la superficie. A medida que el petróleo y el gas migran en dirección ascendente, quedan entrampados habitualmente debajo de las capas de baja permeabilidad o los sellos. Estos sellos pueden estar constituidos por diversos tipos de rocas, incluyendo lutitas, lutitas calcáreas, areniscas bien cementadas, ceniza volcánica litificada, anhidrita y sal.

Las trampas de hidrocarburos se agrupan frecuentemente de acuerdo con los procesos geológicos que las originan, tales como los procesos de plegamiento y fallamiento y los cambios estructurales causados por la actividad tectónica de las placas o la deformación plástica de las sales o las lutitas (*arriba*). Muchas trampas de hidrocarburos implican combinaciones de rasgos estructurales y estratigráficos pero, una vez entrampados debajo de un sello, los fluidos de

yacimiento no poseen comunicación hidráulica con la superficie. Dado el tiempo y las circunstancias adecuadas, la presión aumenta en el espacio poroso de las rocas (véase “Causas de la presión anormal,” *página 30*).

El primer petróleo y la incertidumbre de la presión

Poco tiempo antes del año 200 aC, los chinos utilizaron la geopresión para ayudar a explotar los primeros pozos de gas.³ Otros registros indican que ya en el año 1594, cerca de Bakú, Azerbaiján, se excavaron a mano agujeros o pozos someros de hasta 35 m [115 pies] de profundidad, lo que convirtió a esta área en el primer campo petrolero real.⁴

En EUA, la historia de las operaciones de perforación antes del siglo XIX es poco clara, si bien la utilización del petróleo de chapopoterías se destaca en varios de los primeros relatos históricos. En 1821, los perforadores terminaron el primer pozo de EUA, destinado específicamente a la producción de gas natural. Este pozo, situado en Fredonia, Nueva York, EUA, alcanzó una profundidad de 8.2 m [27 pies] y produjo suficiente gas, por impulso de la presión natural, para encender docenas de quemadores en una

posada cercana. Posteriormente, en 1859, Edwin L. Drake perforó un pozo exploratorio cerca de Titusville, Pensilvania, EUA, para localizar el origen de una chapopotería de petróleo.⁵ Al alcanzar una profundidad de 21 m [69.5 pies], los perforadores extrajeron sus herramientas del pozo. A las 24 horas, los efectos de la geopresión hicieron que el petróleo llegara a la superficie en forma natural. Afortunadamente para Drake, la presencia de chapopoterías de petróleo en el área impidió el incremento de la presión anormal. Utilizando una bomba manual, los perforadores produjeron aproximadamente 3.9 m³/d [25 bbl/d] de petróleo. Si bien la producción pronto decayó a unos 1.5 m³/d [10 bbl/d], se dice que el pozo continuó en producción durante un año o un poco más de un año.⁶

Para comienzos de la década de 1900, los perforadores, geocientíficos e ingenieros reconocieron la importancia de la geopresión en la producción de petróleo y gas. El descubrimiento de Spindletop, que experimentó un reventón durante la perforación cerca de un domo salino situado a 311 m [1,020 pies] de profundidad, produjo alrededor de 800,000 bbl [127,120 m³] de petróleo en ocho días y aportó a los científicos nuevos conocimientos acerca de los efectos de la geopresión anormal relacionada con la presencia de domos salinos.⁷

Al aumentar la actividad de perforación, la exploración alcanzó territorios nuevos e inexplorados. Recordando los descontrolados pozos surgentes de petróleo del pasado, los perforadores se mostraban siempre vigilantes ante el posible incremento de las geopresiones anormales. Los ingenieros y científicos comenzaron a buscar nuevas formas de pronosticar las presiones anormales durante la búsqueda de petróleo.

1. Natural Oil and Gas Seepage in the Coastal Areas of California; Departamento del Interior de EUA, Servicio de Administración de Minerales. <http://www.mms.gov/omm/pacific/enviro/seeps1.htm> (Se accedió el 8 de octubre de 2005).
2. Para obtener más información sobre chapopoterías y exploración de petróleo, consulte: http://www.npagroup.co.uk/oilandmineral/offshore/oil_exploration/ (Se accedió el 8 de octubre de 2005).
3. Brufatto C, Cochran J, Conn L, Power D, El-Zeghaty SZAA, Fraboulet B, Griffin T, James S, Munk T, Justus F, Levine JR, Montgomery C, Murphy D, Pfeiffer J, Pornpoch T y Rishmani L: “Del lodo al cemento: construcción de pozos de gas,” *Oilfield Review* 15, no. 3 (Invierno de 2003/2004): 70–85.

4. Para obtener más información sobre la cronología de los eventos petroleros, consulte: http://www.sjgs.com/history.html#ancient_to_present (Se accedió el 8 de octubre de 2005).
5. Para ver una cronología de la perforación de pozos de petróleo y gas en Pensilvania, consulte: <http://www.dep.state.pa.us/dep/deputate/minres/reclaiMPa/interestingfacts/Chronologyofoilandgas> (Se accedió el 8 de octubre de 2005).
6. Yergin D: *The Prize*. New York City: Simon & Schuster, 1992.
7. Para obtener más información sobre la historia del campo petrolero Spindletop, consulte: <http://www.tsha.utexas.edu/handbook/online/articles/SS/dos3.html> (Se accedió el 8 de octubre de 2005).

(continúa en la página 32)

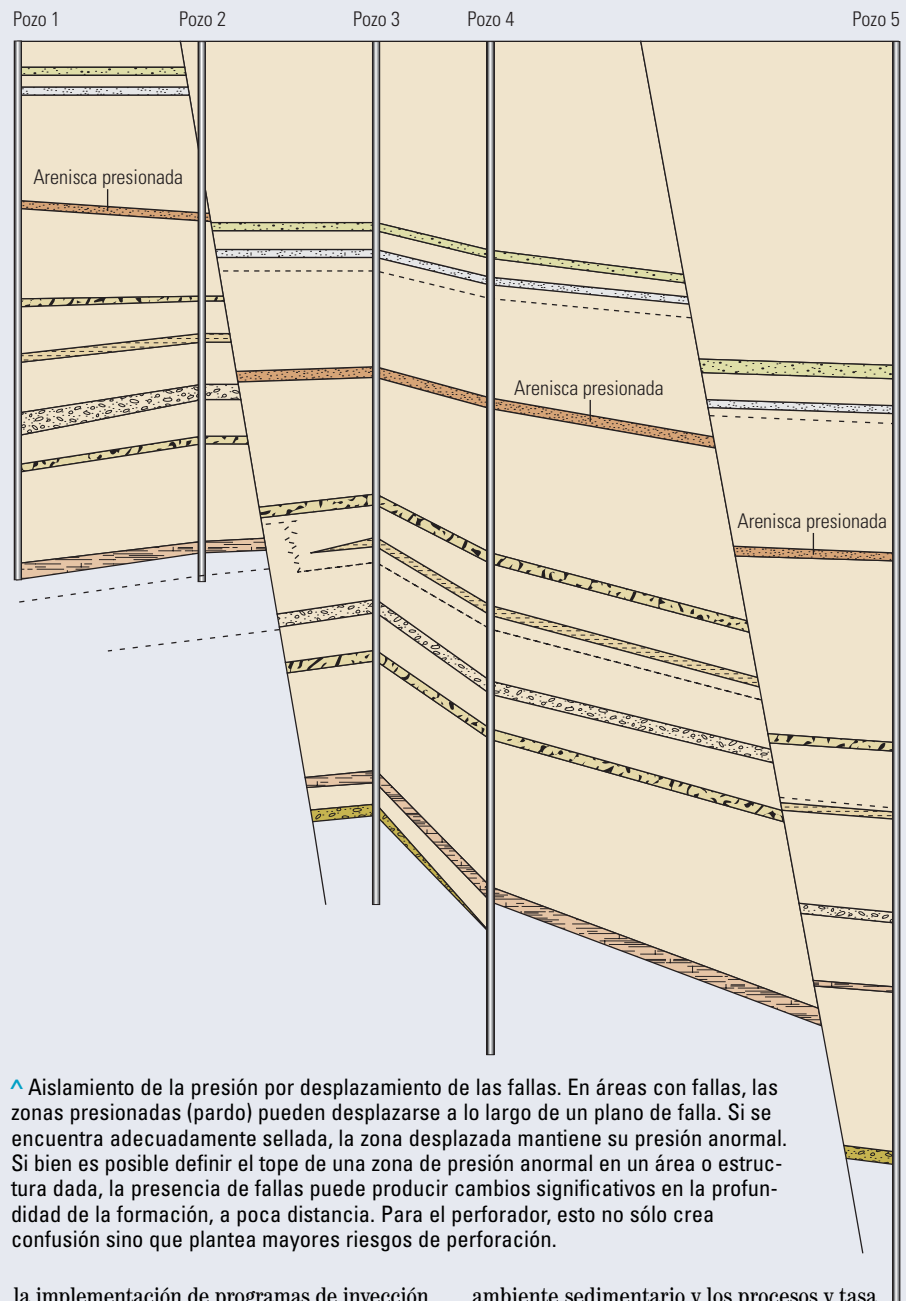
Causas de la presión anormal

Las formaciones de presión normal generalmente poseen una presión de poro equivalente a la presión hidrostática del agua intersticial. En las cuencas sedimentarias, el agua intersticial normalmente posee una densidad de $1,073 \text{ kg/m}^3$ [8.95 lbm/galón americano], lo que establece un gradiente de presión normal de 0.465 lpc/pie [10.5 kPa/m]. La desviación significativa con respecto a esta presión hidrostática normal se conoce como presión anormal.

En muchos yacimientos productores de hidrocarburos se observan geopresiones anormales, por encima o por debajo del gradiente normal. Si bien el origen de estas presiones no se conoce en forma exhaustiva, el desarrollo de la presión anormal se atribuye normalmente a los efectos de la compactación, la actividad diagenética, la densidad diferencial y la migración de los fluidos.¹ La presión anormal implica el desarrollo tanto de acciones físicas como de acciones químicas en el interior de la Tierra. Las presiones superiores o inferiores al gradiente normal pueden ser perjudiciales para el proceso de perforación.

Las presiones subnormales, es decir aquellas presiones que se encuentran por debajo del gradiente normal, pueden producir problemas de pérdida de circulación en los pozos perforados con lodo de perforación líquido. Las condiciones de presión subnormales se generan frecuentemente cuando la cota de superficie de un pozo es mucho más elevada que la capa freática del subsuelo o el nivel del mar. Esto se observa cuando se perforan pozos en serranías o en zonas montañosas, pero también puede ocurrir en regiones áridas donde es posible que la capa freática tenga más de 305 m [1,000 pies] de profundidad.

Las presiones anormalmente bajas también se observan con frecuencia en los yacimientos agotados. Se trata de yacimientos cuya presión original ha sido reducida como resultado de la producción o de pérdidas. El fenómeno de agotamiento no es inusual en los yacimientos maduros en los que se han producido volúmenes significativos de petróleo y gas sin



^ Aislamiento de la presión por desplazamiento de las fallas. En áreas con fallas, las zonas presionadas (pardo) pueden desplazarse a lo largo de un plano de falla. Si se encuentra adecuadamente sellada, la zona desplazada mantiene su presión anormal. Si bien es posible definir el tope de una zona de presión anormal en un área o estructura dada, la presencia de fallas puede producir cambios significativos en la profundidad de la formación, a poca distancia. Para el perforador, esto no sólo crea confusión sino que plantea mayores riesgos de perforación.

la implementación de programas de inyección de agua o de mantenimiento de la presión.

Por el contrario, las presiones anormalmente altas son características de la mayoría de las regiones productoras de petróleo. Las sobrepresiones anormales siempre involucran una zona particular que se sella o aísla. La magnitud de la sobrepresión depende de la estructura, el

ambiente sedimentario y los procesos y tasa de sedimentación.

Uno de los mecanismos más comunes que genera presiones anormalmente altas es el entrapamiento del agua intersticial durante el proceso de sedimentación. Si se forma un sello antes de que se desplace el agua intersticial, no se establece el contacto grano a grano entre los sólidos. Con el tiempo, y con

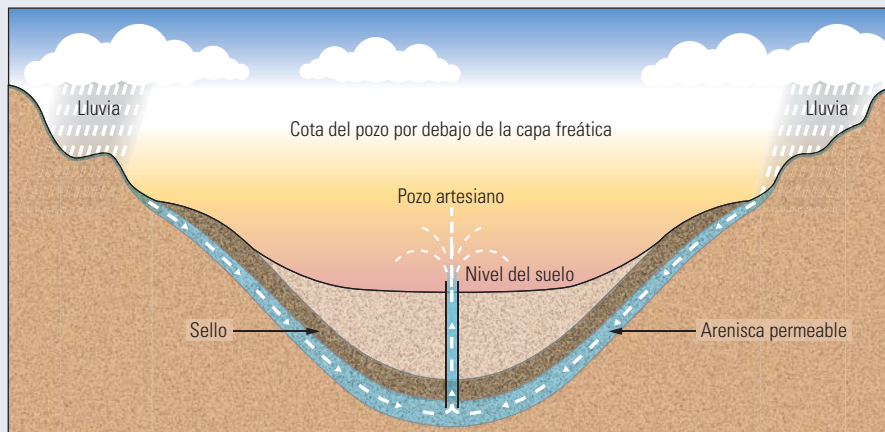
los incrementos producidos en la compactación debido a la presión ejercida por los estratos de sobrecarga, el agua contenida en el espacio poroso se comprime, generando una presión de poro anormalmente alta.

Otra de las causas de la presión anormalmente alta es el levantamiento geológico y el desplazamiento de una formación, que reubica físicamente una formación de presión más alta, trasladándola de una profundidad a otra (página anterior). Cuando una zona de presión previamente normal, situada a gran profundidad, es desplazada por la actividad tectónica hacia una profundidad más somera permaneciendo intactos los sellos, la presión resultante será anormalmente alta.

La subcompactación producida durante la sedimentación es otro mecanismo de generación de presión de poro alta. En el Golfo de México y en otras cuencas sedimentarias, el desequilibrio de la compactación se considera la causa más importante de la sobrepresión. Para que el sedimento se compacte, el agua intersticial debe ser expulsada. No obstante, si la sedimentación es rápida en comparación con el tiempo requerido para que el fluido sea expulsado del espacio poroso, o si se forman sellos que impiden la deshidratación y la compactación durante el enterramiento, el fluido poroso se vuelve sobrepresionado y soporta parte del peso de los sedimentos sobreyacentes.

Los sistemas artesianos constituyen una fuente única de presiones anormalmente altas. En estos sistemas, la cota de superficie del pozo se encuentra por debajo del nivel del mar o de la capa freática, condición que podría existir si se perforara en un valle intermontañoso (arriba).

El mismo principio rige para las situaciones estructurales en las que las formaciones permeables de gran inclinación permiten la transmisión de la presión desde una zona



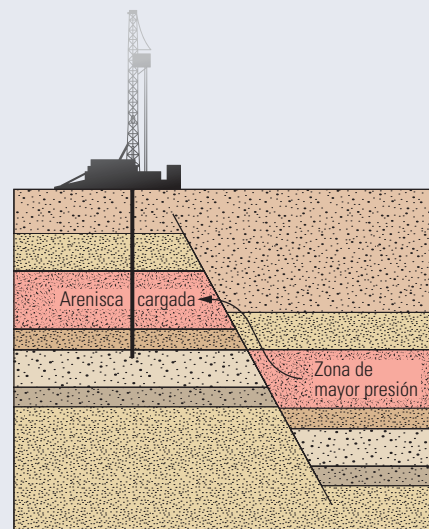
^ Sistema de presión artesiano. En estos sistemas, la cota superficial del pozo se encuentra por debajo del nivel del mar o debajo de la capa freática. Esto se produce comúnmente cuando se perfora en un valle o en una cuenca rodeada por sierras o montañas; sitios en los que la capa freática conectada se carga con agua proveniente de zonas más elevadas.

profunda de presión más alta a una profundidad más somera. Las presiones anormales causadas por los efectos estructurales son comunes en las adyacencias de los domos salinos, donde la sal que se eleva y migra ha levantado las formaciones adyacentes, volcando y sellando las formaciones permeables.

También pueden producirse sobrepresiones en areniscas someras si los fluidos de presión más alta migran desde las formaciones inferiores como resultado de la presencia de fallas o a través de un sello en una red de microfracturas (derecha)². Además, las acciones creadas por el hombre pueden provocar la carga de las areniscas superiores. Los problemas de cementación pobre de las tuberías de revestimiento y de pérdida de circulación, el fracturamiento hidráulico y los reventones subterráneos pueden hacer que zonas que de lo contrario exhibirían presión normal, se conviertan en zonas anormalmente presionadas.

Otra de las causas de la sobrepresión es la actividad química. Si la sedimentación masiva de material orgánico se sella con el tiempo y se expone a temperaturas más elevadas, esta materia orgánica genera metano y otros hidrocarburos que constituyen la carga de la formación. El incremento de la profundidad, la temperatura y la presión puede hacer que el yeso se convierta en anhidrita, liberando agua que carga una formación.

Contrariamente, la anhidrita que se expone al agua puede formar yeso, lo que se traduce en un aumento de hasta el 40% del volumen, fenómeno que incrementa las presiones zonales. La presión de poro también puede incrementarse a través de la conversión de la esmectita en illita, al aumentar la temperatura y la profundidad. Conforme el agua es expulsada de la red cristalina de la arcilla, la presión de poro se incrementa.

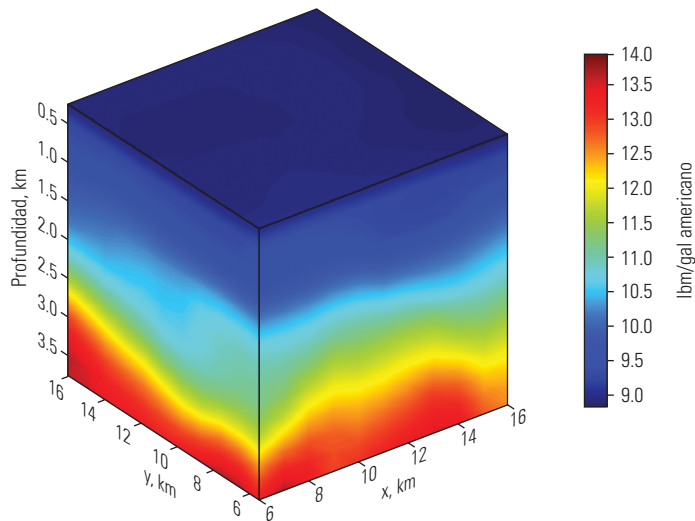


^ Migración de las fracturas. Los planos de falla pueden permitir la transmisión de la presión desde una zona de presión más alta hasta una zona más somera, de menor presión. Esto se traduce en una arena de presión anormal o arena cargada. Estos efectos son comunes en los ambientes con esfuerzos tectónicos y adyacentes a los domos salinos.

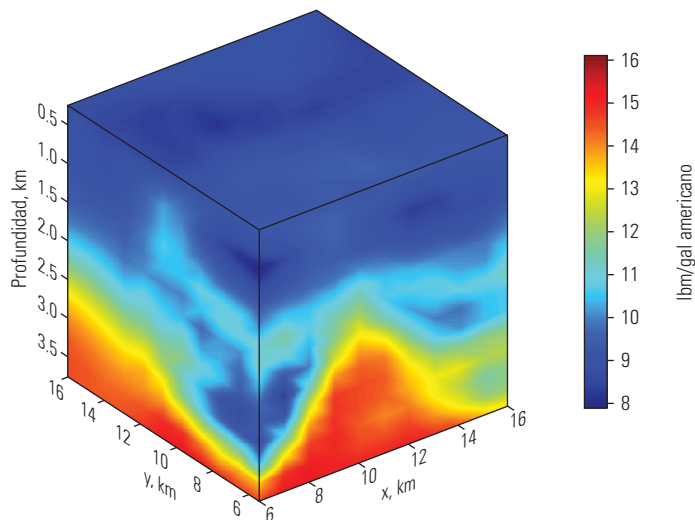
1. Bourgoyne AT, Millheim KK, Chenevert ME y Young FS: *Applied Drilling Engineering*, Primera Edición, Richardson, Texas: Sociedad de Ingenieros de Petróleo, 1986.

2. Para obtener más información sobre la presencia de fallas, consulte: Cerveny K, Davies R, Dudley G, Fox R, Kaufman P, Knipe R y Krantz B: "Menor incertidumbre con el análisis de fallas que actúan como sello," *Oilfield Review* 16, no. 4 (Primavera de 2005): 42-57.

Presión de poro derivadas de velocidades apiladas



Presión de poro derivadas de velocidades tomográficas



▲ Tomografía sísmica. En los métodos previos, los intérpretes apilaban las velocidades sísmicas para mejorar la resolución; a partir de esto, generaban un cubo de presión de poro que representaba las presiones de poro en un área dada (*extremo superior*). Ahora, las técnicas tomográficas mejoran asombrosamente la resolución de la presión de poro, reduciendo la incertidumbre y aumentando la precisión en la planeación de pozos (*extremo inferior*).

Aproximadamente para la misma época en que Drake perforó su primer pozo, comenzaron a desarrollarse y utilizarse los equipos de sismología para registrar y medir los movimientos de la Tierra durante los sismos. Los investigadores desarrollaron las tecnologías que constituyen la base de la sismología de reflexión. En la sismología de reflexión, las formaciones del subsuelo se mapean mediante la medición del tiempo que tardan los impulsos acústicos transmitidos hacia el interior de la Tierra en volver a la superficie después de ser reflejados por las formaciones geológicas con propiedades físicas variables.⁸

Con el tiempo, la tecnología sísmica se trasladó al campo petrolero, proporcionando a los geofísicos, geólogos e ingenieros de perforación las herramientas para evaluar los yacimientos y regímenes de presión antes de perforar un pozo.

Si bien las primeras estimaciones de la geopresión basadas en el análisis de imágenes sísmicas eran rudimentarias, los perforadores necesitaban contar con estimaciones de la presión previas a la perforación para la selección de la densidad del lodo, el diseño la tubería de revestimiento y la estimación del costo del pozo, entre otras aplicaciones. Los ingenieros observa-

ron que las primeras estimaciones de la presión eran demasiado inciertas, especialmente en los yacimientos de petróleo y gas complejos. Para comprender y visualizar con más facilidad el ambiente de la geopresión, los geocientíficos utilizan ahora sofisticadas técnicas de adquisición y procesamiento de datos sísmicos, modelos mecánicos del subsuelo y cubos de presión de poro que les permiten estudiar, evaluar y visualizar los ambientes de presión dentro de una cuenca o un área dada.

Los ingenieros emplean la técnica de tomografía de reflexión que brinda mayor resolución espacial que las técnicas sísmicas convencionales para predecir la presión de poro con precisión, a partir de los datos sísmicos. Este nivel de alta resolución también ayuda a diferenciar las variaciones de la presión de poro a partir de las variaciones en la litología y en el contenido de fluidos.⁹

La tomografía de reflexión ofrece ventajas significativas, en comparación con los datos sísmicos convencionales. El procesamiento de los datos sísmicos convencionales suaviza las fluctuaciones de la velocidad y los picados de los intervalos de velocidad suelen ser demasiado toscos para generar una predicción precisa de la presión de poro. La tomografía de reflexión reemplaza al análisis de velocidad convencional de baja resolución por un enfoque general basado en el modelado de las trazas de rayos. Si bien se puede obtener una imagen interpretable utilizando un campo de velocidad sísmica convencional relativamente pobre pero suave, la resolución es a veces demasiado baja como para pronosticar la presión de poro en forma exacta, con fines de planeación de pozos. Contrariamente, el modelo de velocidad refinado por medios tomográficos conduce a una mejor comprensión de la magnitud y distribución espacial de la presión de poro, reduciendo la incertidumbre asociada con las predicciones de la presión de poro (izquierda).

Reducción de la incertidumbre

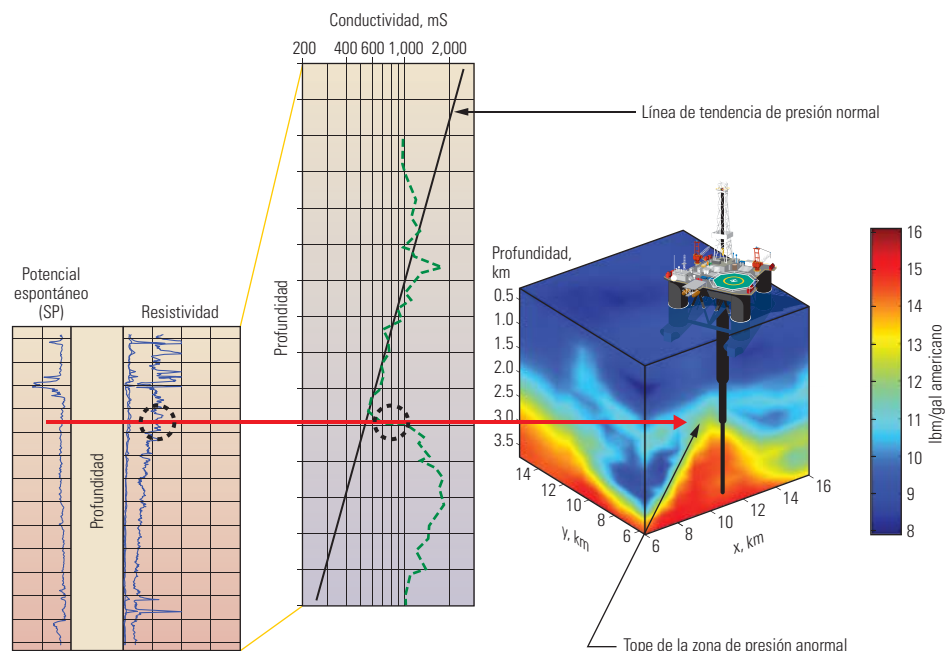
En áreas en las que la geología se desconoce y en donde el número de pozos perforados es escaso o nulo, la predicción sísmica de la geopresión quizás sea la única herramienta de planeación de que dispone el ingeniero. Sin embargo, los datos provenientes de fuentes múltiples, especialmente de las operaciones de perforación, pueden utilizarse junto con la tomografía sísmica para refinar los modelos y reducir el riesgo y el costo, mejorando al mismo tiempo la eficiencia de la perforación.

Una vez perforados los pozos, los perforadores y los ingenieros a cargo de la planeación tienen acceso a datos adicionales, incluyendo registros de inyección, información sobre adquisición de registros de inyección, muestras de formación, registros adquiridos con cable y registros adquiridos durante la perforación, y datos de pruebas de formaciones. Herramientas tales como el Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT muestrean los fluidos de formación y proveen presiones de yacimiento precisas.¹⁰

Las presiones en las secciones de lutita que se encuentran por encima de un yacimiento pueden estimarse en base a los valores de densidad del lodo de los pozos vecinos. Los informes de perforación diarios de problemas tales como golpes de presión, pérdida de circulación, atascamiento diferencial y otros problemas de perforación también pueden indicar la presencia de presiones anormales. Los ingenieros a cargo de la planeación generalmente utilizan los datos de pozos vecinos con precaución. La utilización de las densidades del lodo para estimar la presión de la formación puede dar lugar a confusiones, particularmente cuando los datos provienen de pozos más viejos.

La mayoría de los pozos se perforan en condiciones de sobrebalance, con densidades de lodo de 1,200 kg/m³ [10 lbm/gal americano] o superiores a la presión de formación real. Los perforadores con frecuencia incrementan las densidades del lodo para controlar las lutitas problemáticas o las lutitas desmoronables.

Se puede obtener una evaluación más detallada de la geopresión mediante la combinación de los datos de perforación con datos de registros eléctricos, acústicos y de densidad de pozos vecinos. Para predecir la presión de poro en base a registros adquiridos con herramientas operadas con cable o registros adquiridos durante la perforación, los analistas a menudo correlacionan los cambios observados en la porosidad de las lutitas con la existencia potencial de presión anormal. Esto es posible porque las lutitas generalmente se compactan en forma uniforme con el incremento de la profundidad. Debido a esta compactación, la porosidad y la



^ Análisis de registros eléctricos para reducir la incertidumbre de las predicciones de la presión de poro basadas en la sísmica. En los sedimentos con compactación normal, la conductividad eléctrica se reducirá con la profundidad al ser expulsada el agua de los espacios porosos. Una deflexión de la curva de conductividad con respecto a la tendencia normal (círculo de guiones, izquierda y centro) puede indicar un cambio en la concentración del agua intersticial y, en consecuencia, el potencial para el desarrollo de presión anormal. Mediante la utilización de datos sísmicos y datos de registros eléctricos, el procesamiento computacional refina los datos y genera modelos predictivos tridimensionales que ayudan a los ingenieros y perforadores a visualizar las tendencias de la presión de poro (derecha).

conductividad eléctrica se reducen a un ritmo uniforme al aumentar la profundidad y la presión de los estratos de sobrecarga. No obstante, si hay un sello presente, pueden existir niveles de agua connata conductiva superiores a los normales, lo que incrementa la conductividad e indica la existencia de presión anormal (arriba). Si bien la conductividad es un buen indicador, numerosas variables tales como la salinidad del agua connata, la mineralogía, la temperatura y el filtrado del lodo de perforación también pueden afectar la respuesta del registro eléctrico.

La velocidad acústica obtenida de los registros sónicos provee otra herramienta para la determinación de la presión de poro, que es menos afectada por las condiciones del pozo. Las herramientas acústicas miden el tiempo que

tarda el sonido en recorrer una distancia específica. A medida que cambian las características de la formación, también lo hacen la velocidad y el tiempo de tránsito de intervalo.

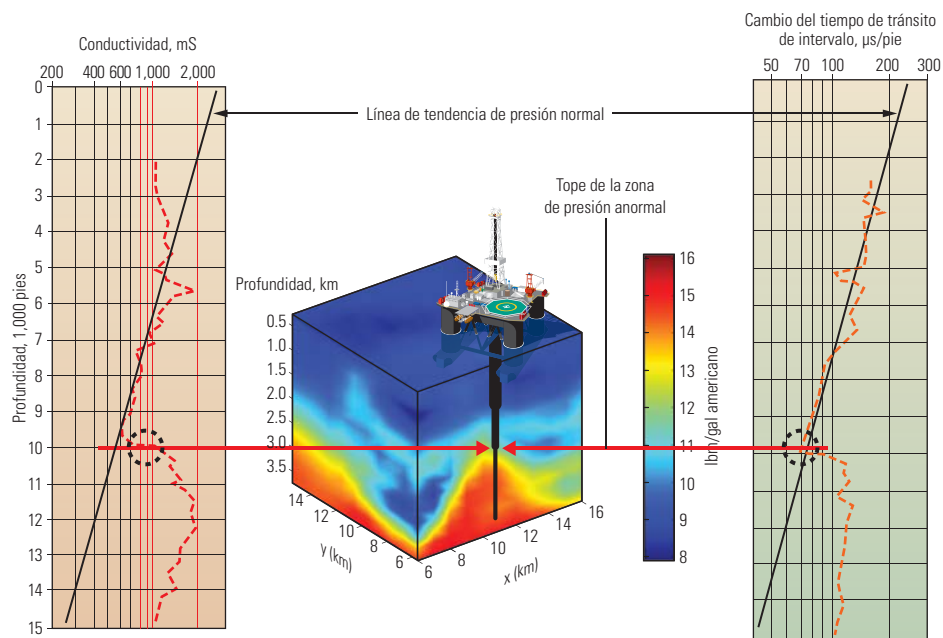
Las lutitas con porosidades casi nulas pueden transmitir el sonido a velocidades del orden de 4.88 km/s [16,000 pies/s] y con tiempos de tránsito de 205 μ s/m [62.5 μ s/pie].¹¹ Las lutitas con porosidades más altas poseen más espacio poroso saturado de agua de formación, hidrocarburos o ambos elementos. Con una porosidad del 30%, la velocidad se reduce a 3.87 km/s [12,700 pies/s], y el tiempo de tránsito de intervalo se incrementa hasta alcanzar aproximadamente 338 μ s/m [103 μ s/pie]. Las lutitas de presión normal exhiben tiempos de tránsito de intervalo que se reducen con la profundidad. No obstante, si se

8. Para obtener más información sobre la evolución de la tecnología sísmica, consulte: http://www.spe.org/spe/jsp/basic/0,1104_1714_1004089,00.html (Se accedió el 8 de octubre de 2005).

9. Sayers CM, Woodward MJ y Bartman RC: "Seismic Pore-Pressure Prediction Using Reflection Tomography and 4-C Seismic Data," *The Leading Edge* 21, no. 2 (Febrero de 2002): 188–192.

10. Para obtener más información sobre la herramienta MDT, consulte: Crombie A, Halford F, Hashem M, McNeil R, Thomas EC, Melbourne G y Mullins OC: "Innovations in Wireline Fluid Sampling," *Oilfield Review* 10, no. 3 (Otoño de 1998): 26–41.

11. La unidad μ s significa un microsegundo o una millonésima de segundo.



▲ Registros acústicos para la predicción de la presión de poro. Las ondas acústicas reducen la velocidad cuando encuentran rocas con concentraciones de agua intersticial más elevadas. El tope de una zona de presión anormal se puede predecir en base al cambio en el tiempo de tránsito de intervalo (círculo de guiones, a la derecha) y correlacionarse con los cambios producidos en la conductividad (izquierda). Ambas mediciones pueden utilizarse para reducir la incertidumbre del cubo sísmico de presión de poro (centro).

observa un incremento de la presión de poro la tendencia se invertirá (arriba).

Las herramientas de adquisición de registros de densidad también ayudan a los ingenieros a predecir las geopresiones. La herramienta irradia en la formación con rayos gamma que interactúan con los electrones que rodean al pozo. La intensidad de los rayos gamma retrodispersados varía con la densidad volumétrica. Dado que la densidad volumétrica de la lutita de presión anormal es menor que la densidad de la lutita de presión normal, los ingenieros pueden combinar las predicciones obtenidas con las mediciones de densidad, eléctricas y acústicas con los datos sísmicos de superficie para refinar mejor los modelos y perfiles de presión de yacimiento.

Mejoramiento de las predicciones de la presión de poro en la Cuenca de Veracruz

Las imprecisiones de la predicción de las presiones de poro pueden ocasionar problemas de control de pozos, exponiendo a los operadores a riesgos indebidos y a costos excesivos. Los problemas de perforación existentes en la Cuenca de Veracruz, situada en México, condujeron a Petróleos Mexicanos (PEMEX), a reevaluar las predicciones de la presión de poro.¹² Los ingenieros de PEMEX y Schlumberger observaron que las densidades del lodo pronosticadas en el Campo Cocuite eran superiores a las requeridas, lo que

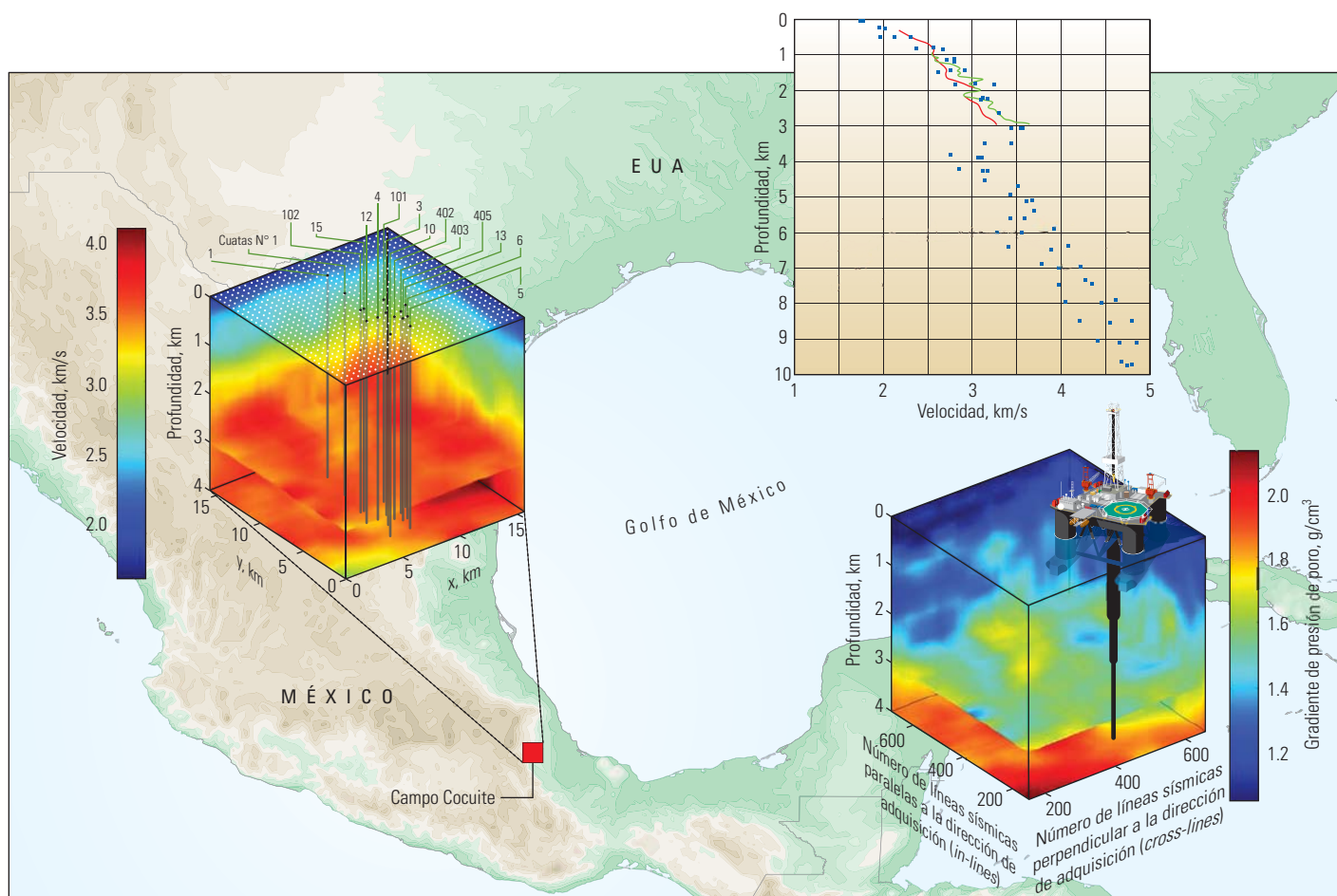
ocasionaba problemas de pérdida de circulación y costos superiores a los previstos. Para mejorar la eficiencia de la perforación y reducir el riesgo, los ingenieros y geocientíficos utilizaron los datos sísmicos de superficie tridimensionales (3D) adquiridos previamente, junto con los registros sísmicos, las densidades del lodo, los levantamientos con tiros de pruebas de velocidad y las pruebas de presión de pozos vecinos para mejorar las predicciones de la presión de poro.¹³

Para estimar la presión de poro a partir de las velocidades sísmicas, se debe obtener un conocimiento local del esfuerzo vertical total. En el área cubierta por el levantamiento sísmico 3D del Campo Cocuite, el único registro de densidad disponible correspondía al Pozo Cocuite 402, que cubría un rango de profundidad oscilante entre 196 y 2,344 m [643 y 7,690 pies]. Para estimar el esfuerzo de sobrecarga hasta la profundidad requerida de más de 3,962 m [13,000 pies], los datos de densidad del registro de densidad del Pozo Cocuite 402 se combinaron con otra información de densidad de la Cuenca de Veracruz en un registro de densidad compuesto. Esta información se utilizó luego para calcular un gradiente de esfuerzo de sobrecarga general para el área. Las velocidades de formación calculadas se verificaron mediante su comparación con los registros sísmicos, reescalados con respecto a las longitudes de ondas

sísmicas, y con las velocidades sísmicas de intervalo obtenidas mediante la inversión de los pares de tiempo de tránsito-profundidad derivados de los tiros de prueba de velocidad.

Si bien se notó una concordancia razonable a lo largo de los intervalos para los cuales se disponía de registros sísmicos e información de tiros de prueba de velocidad, se observaron variaciones del campo de velocidad entre una localización y otra (próxima página). También se notaron variaciones similares para los otros pozos del área de estudio. Con el fin de mitigar estas variaciones de pequeña escala, los geocientíficos suavizaron lateralmente las velocidades antes de convertir las velocidades sísmicas de intervalo en presión de poro. Esta técnica se traduce en modelos 3D con gran densidad de datos, que son menos inciertos que los modelos adquiridos con las técnicas convencionales.

Mediante la utilización de las velocidades sísmicas del levantamiento 3D del Campo Cocuite y una transformada de velocidad a presión de poro, los ingenieros optimizaron las operaciones de perforación a través del ajuste de las densidades del lodo. Los ingenieros consideran que es posible una refinación ulterior de esta predicción de la presión de poro mediante la utilización de la técnica de tomografía de reflexión para mejorar la resolución lateral de las velocidades sísmicas.¹⁴



^ Comparación de las velocidades de intervalo de ondas P. Los datos (*extremo superior derecho*) obtenidos mediante el reescalado del registro sísmico (curva verde) y la inversión de los pares de tiempo de tránsito-profundidad tomados de las pruebas de tiros de prueba de velocidad (curva roja) del Pozo Cocuite 101 se comparan con las velocidades sísmicas de intervalo (puntos azules) para todas las localizaciones registradas en el estudio del Campo Cocuite. A partir de esta información, los ingenieros generaron un cubo sísmico 3D de velocidades de intervalo (*izquierda*) y un cubo de gradientes de presión de poro (*extremo inferior derecho*) que muestran una zona de transición de aproximadamente 3 km [9,843 pies]. Este cubo ayudó a definir los límites inferior y superior de la presión de formación.

Ajuste de las predicciones de la presión de poro durante la perforación

La progresión de las técnicas sísmicas convencionales de predicción de la presión de poro a las técnicas tomográficas de reflexión redujo significativamente la incertidumbre y mejoró la precisión de las estimaciones de la presión de poro. No obstante, las operaciones de perforación en las profundidades de la Tierra siguieron cargadas de incertidumbre.

Durante las operaciones de construcción de pozos, los perforadores se esfuerzan por balancear la densidad del lodo y la presión de formación, a menudo basados exclusivamente en mediciones o indicadores indirectos. Los parámetros de perforación en tiempo real son monitoreados (vigilados rutinariamente) atentamente para detectar cambios en la velocidad de penetración, rastros de gas y la existencia de recortes que retornan a la superficie, además de las señales transmitidas por las herramientas de

mediciones durante la perforación y registros durante la perforación (MWD y LWD, por sus siglas en inglés respectivamente).

Los geofísicos de Schlumberger desarrollaron una técnica para actualizar las incertidumbres asociadas con las velocidades pronosticadas y la medición de la presión de poro durante la perfo-

ración.¹⁵ Esta técnica evalúa las incertidumbres de las presiones de poro pronosticadas, sobre la base de las mediciones de sísmica de pozo, la adquisición de registros de pozos y las mediciones de presión adquiridas durante la perforación. La técnica fue evaluada en dos pozos del Golfo de México, EUA.

12. Sayers CM, Hooyman PJ, Smirnov N, Fiume G, Prince A, de Leon Mojarro JC, Romero MT y Gonzales OM: "Pore Pressure Prediction for the Cocuite Field, Veracruz Basin," artículo de la SPE 77360, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, EUA, 29 de septiembre al 2 de octubre de 2002.

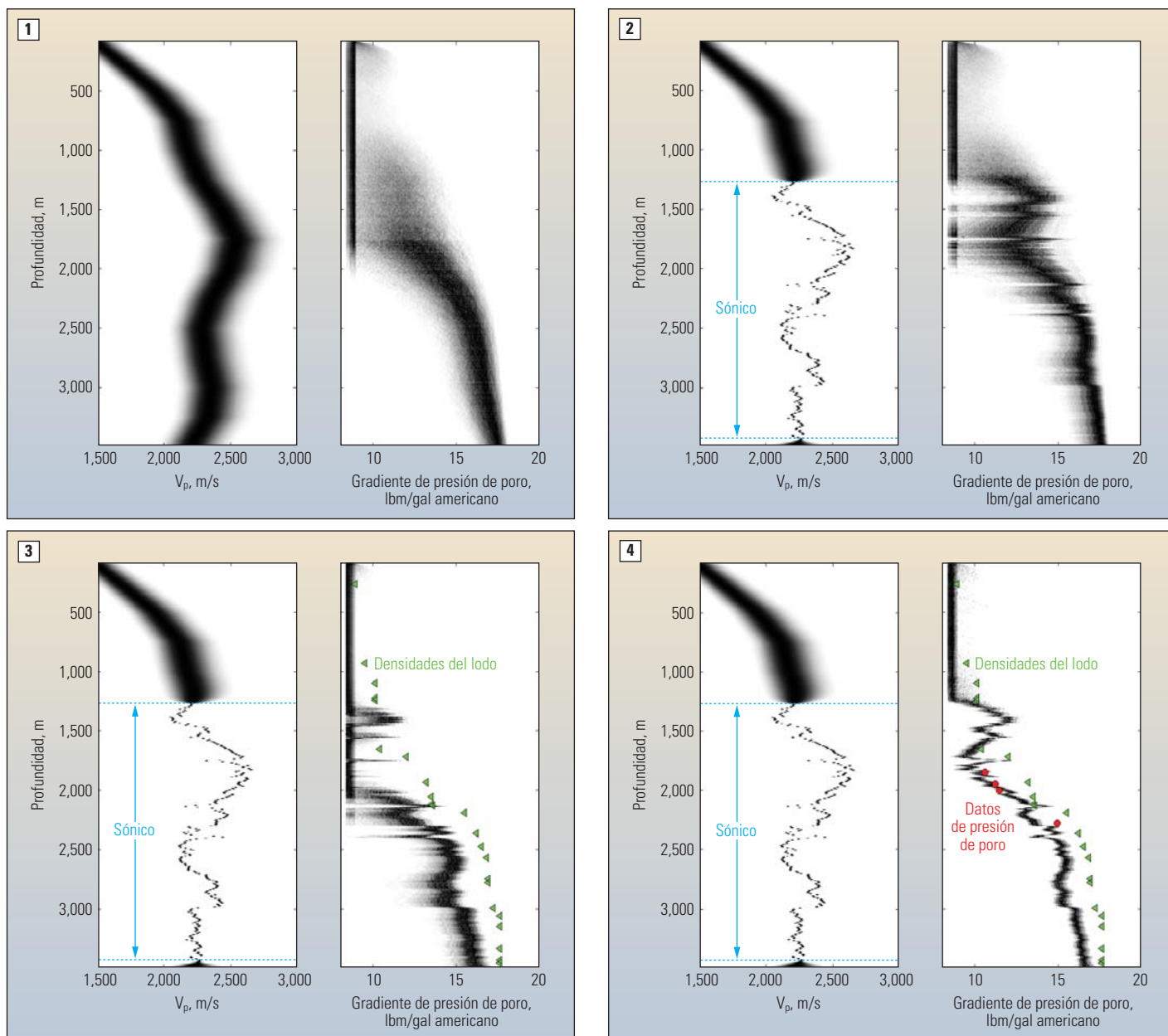
13. Los perforadores a menudo obtienen mediciones sísmicas de fondo de pozo con el fin de proporcionar datos para la correlación de los datos sísmicos de superficie con las condiciones de fondo de pozo reales. Un tiro de prueba de velocidad mide el tiempo de tránsito sísmico desde la superficie hasta una profundidad conocida en el pozo. La velocidad de las ondas compresionales, u ondas P, de las formaciones, observada en un pozo, puede medirse directamente bajando un geófono en cada formación de interés, enviando una fuente de energía desde la superficie terrestre y registrando la señal resultante. Los datos se correlacionan luego con los

datos sísmicos de superficie previos a la perforación del pozo, mediante la corrección del registro sísmico y la generación de un sismograma sintético para confirmar o modificar las interpretaciones sísmicas. Luego, se pueden actualizar los modelos mecánicos del subsuelo y las predicciones de la presión de poro.

14. Sayers et al, referencia 12.

15. Malinverno A, Sayers CM, Woodward MJ y Bartman RC: "Integrating Diverse Measurements to Predict Pore Pressures 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.

Bryant I, Malinverno A, Prange M, Gonfalanini M, Moffat J, Swager D, Theys P y Verga F: "Comprensión de la incertidumbre," *Oilfield Review* 14, no. 3 (Invierno de 2002/2003): 2-17.



▲ Reducción de la incertidumbre. El grado de incertidumbre asociado con un gradiente de presión de poro se ejemplifica con el ancho y la baja resolución de las curvas de velocidad de ondas compresionales (V_p) y de gradiente de presión de poro (1). Los datos V_p del sísmico, provenientes de los tiros de prueba de velocidad, se agregan al modelo, reduciendo de alguna manera la incertidumbre asociada con la presión de poro (2). El agregado de las densidades del lodo derivadas de los informes de perforación (3) y de las mediciones físicas de la presión de poro (4) refina las estimaciones y mejora sorprendentemente la resolución de la presión de poro.

El proceso consistió en establecer las incertidumbres básicas asociadas con los coeficientes de la relación velocidad/presión de poro, a partir de la velocidad de las ondas compresionales y la densidad. Cuando comenzó la perforación, las incertidumbres fueron definidas completamente con los valores básicos (arriba).

Conforme avanzaba la perforación en el primer pozo de evaluación, un levantamiento de tiros de prueba de velocidad proporcionó los datos para la calibración de la estructura de velocidad, permitiendo que los geofísicos refinaran

las proyecciones básicas y redujeran la incertidumbre asociada con las predicciones de velocidad y de presión de poro. Se produjo una reducción relativamente pequeña de la incertidumbre asociada con la velocidad, debido al tamaño reducido del conjunto de datos de tiros de prueba de velocidad, que consistió en mediciones del tiempo de tránsito adquiridas a intervalos variables de 50 a 200 m [164 a 656 pies].

Después de la adquisición inicial de registros, los ingenieros incorporaron los datos de registros sísmicos para refinar aún más el perfil de presión.

Esta información adicional redujo notablemente la incertidumbre asociada con la velocidad y se tradujo en una predicción de la presión de poro correspondientemente más detallada. La predicción mejorada de la presión de poro seguía teniendo un nivel de incertidumbre que sólo podía reducirse mediante la incorporación de los datos de presión de poro medidos. Ante la ausencia de mediciones de presión de poro directas, se utilizó la densidad del lodo para representar los límites de dicha presión.

En el segundo pozo de prueba, se infirieron velocidades relativamente bajas a partir de los datos sísmicos de superficie, por debajo de 1,500 a 2,000 m [4,921 a 6,562 pies], correspondientes a la sobrepresión pronosticada. Los geofísicos incorporaron los datos de los registros sísmicos para reducir la incertidumbre. Si bien las predicciones de la presión de poro mejoraron, la inclusión de las densidades del lodo y de las mediciones directas de la presión de poro ayudó a calibrar los coeficientes de la relación velocidad/presión de poro e imponer un límite superior sobre las presiones de poro pronosticadas.

Inicialmente, el gradiente de presión de poro entre 1,500 y 2,000 m se estimó superior a 1,560 kg/m³ [13 lbm/galón americano], utilizando las predicciones de la presión de poro basadas exclusivamente en los datos sísmicos de superficie, los valores de los tiros de prueba de velocidad y los registros sísmicos. Con la inclusión de las mediciones de la presión de poro MDT, la predicción calibrada de la presión de poro restringió la presión de poro equivalente a menos de 13 lbm/gal americano. La incertidumbre se redujo, permitiendo a los perforadores controlar las densidades del lodo, definir las profundidades de entubación en forma optimizada y mejorar la eficiencia general de la perforación.

Medición de las presiones de yacimientos

Después de la perforación, las preocupaciones existentes en torno a la presión normalmente se trasladan a las operaciones de manejo de yacimientos y producción. La comprensión de las presiones presentes en el yacimiento incide en última instancia en la producción y la recuperación de la inversión y, hoy en día, puede incluso proporcionar directrices para colocar pozos adicionales con miras a optimizar la producción. Las demandas operacionales dictaminan cómo y cuándo se obtienen las mediciones de presión, disponiéndose de numerosos métodos y herramientas para medir y monitorear (vigilar) las presiones de yacimiento prácticamente en cualquier momento durante el ciclo de vida de un pozo. Como se describió precedentemente, la comprensión de la presión comienza con las estimaciones previas a la perforación basadas en datos sísmicos y en pozos vecinos y se refina adicionalmente durante la perforación. Los ingenieros de yacimientos y producción obtienen mediciones adicionales mediante la utilización de herramientas de adquisición de registros o sensores permanentes en el pozo o en la superficie.

Entre los diversos fines con que los ingenieros de yacimientos utilizan las mediciones de presión precisas se encuentran la identificación y tipificación de objetivos, la definición de los contactos de fluidos y la evaluación de la continuidad de los yacimientos. La obtención de la precisión requerida en las mediciones implica la utilización de servicios tales como los de la herramienta MDT, el servicio de medición de la presión de yacimiento durante la adquisición de registros PressureXpress o las herramientas de medición de la presión de formación durante la perforación. En estos servicios, se obtienen datos de alta calidad durante las pruebas conocidas como pre-ensayos, si se espera suficiente tiempo para la estabilización de la presión antes de la medición, de manera que la presión existente en el interior de la herramienta se equilibre con la presión de la formación. Además, mediante la ejecución de un gran número de pre-ensayos es posible establecer los gradientes de fluidos.

Más adelante, en los ambientes de yacimientos maduros en los que la producción ha sido sustancial, las mediciones de la presión de formación se utilizan para cuantificar el agotamiento, evaluar el soporte de la presión o analizar en mayor detalle la continuidad del yacimiento. Si bien los requisitos de precisión de las mediciones de presión quizá no sean tan estrictos en los yacimientos maduros, la capacidad de medir las presiones a lo largo de una amplia gama de permeabilidades de formación puede resultar crucial para el incremento de la recuperación de hidrocarburos.

Medición de la presión durante la perforación en Noruega

Si bien las técnicas de sísmica de pozo han acercado al perforador a la posibilidad de comprender y pronosticar las presiones de poro en tiempo real, los científicos e ingenieros continúan desarrollando herramientas para la obtención de mediciones de presión directas durante la perforación. A medida que avanzaba la tecnología LWD, los ingenieros adaptaron el Sensor de Cristal de Cuarzo CQG y las tecnologías de los sensores de deformación, utilizadas en otras herramientas de medición de la presión tales como el sistema MDT, a las herramientas de medición de la presión durante la perforación, en tiempo real (véase "Sensores de presión de cuarzo," página 41).

Los ingenieros de Statoil y Schlumberger probaron el nuevo servicio StethoScope de medición de la presión de formación durante la perforación en el año 2004, en varios campos ubicados en el área marina de Noruega.¹⁶ El objetivo de las pruebas de campo era establecer si una medición de la presión de formación durante la perforación podía ser de calidad comparable con las mediciones del probador MDT operado con cable, dado el rango de permeabilidades, condiciones de pozo y propiedades del lodo observado en estos campos.

Todos los probadores de formaciones miden la presión de poro en la interfase existente entre el revoque de filtración externo y la pared del pozo, o la formación. Si la presión en la formación es una buena estimación de la presión de formación de campo lejano verdadera o no lo es, no sólo depende de las propiedades del lodo, del revoque de filtración y de la formación sino también de la historia del régimen de circulación del fluido de perforación.

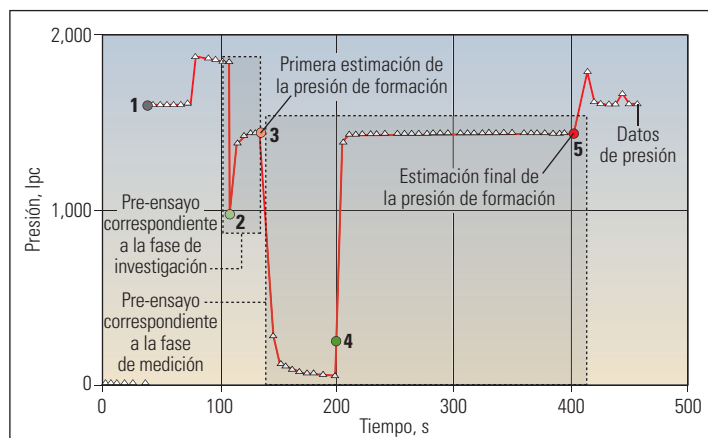
Si el revoque de filtración es totalmente ineficaz en lo que respecta a la provisión del sello entre la formación y la probeta de prueba, se medirá la presión del pozo; si el revoque de filtración provee un sello perfecto, dado suficiente tiempo, el probador debería medir la presión de formación verdadera.

En la mayoría de las situaciones de perforación, los revoques de filtración no son perfectos ni uniformes en lo que respecta a composición. Durante el curso normal de las operaciones de perforación, el revoque de filtración es erosionado por la circulación del lodo, raspado durante los viajes, y luego reconstruido en la pared del pozo. Los experimentos de laboratorio realizados con lodos a base de agua y a base de aceite indican que las condiciones dinámicas del pozo inciden en la velocidad de filtración del lodo en la formación y, en consecuencia, en la presión medida en la formación. Un revoque de filtración con pérdidas suele ser un problema y puede generar diferencias significativas entre las presiones de formación medidas y las presiones de formación verdaderas. Cuando la diferencia entre la presión de formación medida y la presión de formación verdadera es significativa, se dice que la formación está sobrecargada.

16. Pop J, Laastad H, Eriksen KO, O'Keefe M, Follini J-M y Dahle T: "Operational Aspects of Formation Pressure Measurements While Drilling," artículo de las SPE/IADC 92494, presentado en la Conferencia de Perforación de las SPE/IADC, Amsterdam, 23 al 25 de febrero de 2005.



^ La herramienta StethoScope 675. La herramienta tiene una longitud de 9.1 m [31 pies]; posee un collar de 6.75 pulgadas con un estabilizador de 8.25 pulgadas o un estabilizador opcional de 9.25 pulgadas. El estabilizador está compuesto por una sección en espiral de cuatro aletas en el extremo inferior y dos aletas rectas en el extremo superior. El empacador y la probeta están instalados en la aleta del estabilizador (negro). La aleta del estabilizador descansa, o se presiona, contra la formación por acción de la fuerza de gravedad o por la fuerza aplicada por el pistón de ajuste perforable (que no se muestra en la gráfica), eliminando la necesidad de orientación del estabilizador de 8.25 pulgadas en agujeros de hasta 10.5 pulgadas. La probeta puede extenderse fuera de la aleta $\frac{1}{4}$ de pulgada, pero normalmente sólo se desnivela con respecto a la superficie de la aleta y se comprime contra la formación para formar el sello. Luego la probeta se abre a la formación para obtener una medición de presión. El aro de retención (una pieza en forma de Q situada alrededor del empacador negro) minimiza la deformación del empacador durante una prueba, ayudando a mantener un sello efectivo (*inserto*).



^ Datos de presión en tiempo real. En este ejemplo de prueba de campo, los datos de presión, presentados como triángulos abiertos, se muestran en tiempo real, en la superficie, durante un pre-ensayo limitado a un tiempo de 5 minutos, realizado con las bombas de lodo en funcionamiento, circulando a una velocidad de aproximadamente 2,271 L/min [600 galones americanos/min]. La velocidad de transmisión del sistema de telemetría para esta prueba fue de 6 bits/s. Los círculos coloreados representan los marcadores de eventos principales identificados a medida que se adquieren los datos. El primer marcador (1) identifica la presión de pozo antes de la prueba, el segundo marcador (2) indica el inicio del incremento de presión para la etapa de investigación; el tercer marcador (3) muestra la estimación de la presión de formación de la etapa de investigación; el cuarto marcador (4) identifica el inicio del incremento de presión para la etapa de medición; y el quinto marcador (5) representa la presión de formación, determinada durante la etapa de medición. Se determinó que la movilidad del fluido de formación era de aproximadamente 1.4 mD/cP.

Esta situación puede producirse tanto en el método de medición durante la perforación como en el método de medición con herramientas operadas con cable convencional, pero puede ser más común en un método de obtención de mediciones durante la perforación debido al carácter dinámico del ambiente.

Para aumentar la confiabilidad en las mediciones de presión, la herramienta StethoScope fue diseñada con una probeta de medición de la presión encastrada en una aleta del estabilizador, rodeada por un elemento de sello de elastómero o un empacador (*izquierda*). El diseño del estabilizador maximiza el área de flujo en la sección transversal de la probeta, desvía el flujo fuera de la interfase existente entre la probeta y la formación y minimiza la velocidad del lodo en las proximidades de la probeta, ayudando de este modo a reducir la erosión del revoque de filtración y la pérdida de filtrado en el interior de la formación durante la prueba. Se emplea un pistón de ajuste perforable para empujar el estabilizador que contiene la probeta contra la pared del pozo.

La herramienta recibe potencia de una turbina de fondo MWD. La potencia adicional es provista por una batería, con capacidad para operar la herramienta de medición de la presión de formación durante la perforación completamente; por ejemplo durante las pruebas, en que las bombas están fuera de servicio. Las presiones de formación son medidas con dos manómetros de presión aptos para operaciones de perforación: un sensor de presión CQG reforzado patentado y un sensor de deformación. Un segundo sensor de deformación, instalado cerca de la probeta, mide la presión de pozo en forma continua. Todos los datos adquiridos durante las pruebas de formación son almacenados en la memoria de la herramienta, incluyendo las presiones, temperaturas, volúmenes reales de los pre-ensayos y las velocidades de caída de presión, así como la información sobre estado y operación relacionada con la herramienta. Las herramientas poseen memoria suficiente como para almacenar más de 80 pruebas de presión de cinco minutos.

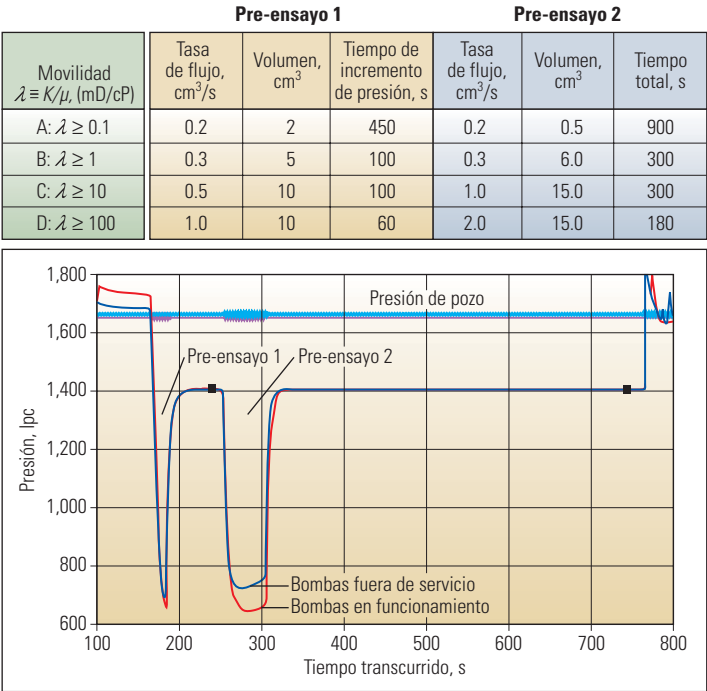
A la hora de adquirir presiones de formación y movilidades de fluidos, los ingenieros pueden optar entre dos modos diferentes de operación de los pre-ensayos: una secuencia de pre-ensayos optimizada o una secuencia de pre-ensayos de modo fijo.¹⁷ Un pre-ensayo optimizado o de tiempo limitado consiste en un pequeño pre-ensayo inicial durante el cual se prueba la formación para determinar sus propiedades dinámicas, seguido de uno o más pre-ensayos optimizados, preferentemente de mayor volumen. Los pre-ensayos

optimizados son diseñados en el fondo del pozo por los sistemas lógicos de la herramienta que utilizan la información obtenida de pruebas previas, de modo que al cabo de un tiempo de prueba prescrito se hayan alcanzado múltiples presiones de formación estabilizadas. Se realizarán tantas pruebas como sean necesarias para alcanzar presiones estabilizadas en el tiempo prescrito; para las formaciones con bajas movilidades, esto puede resultar en un solo período de flujo (caída de presión).

En la etapa correspondiente a las pruebas de campo, en el área marina de Noruega, se emplearon pre-ensayos de modo fijo. En la herramienta StethoScope, se dispone de cuatro secuencias de pre-ensayos de modo fijo que utilizan diferentes parámetros de pruebas pre-establecidos (*derecha*). Cada secuencia de pre-ensayos de modo fijo comprende dos pares de caída e incremento de presión diseñados para proveer dos presiones de formación estabilizadas, dentro de un período especificado, que en general es de 5 minutos. Si son consistentes, estas dos mediciones de presión independientes por localización, o estación, de prueba junto con una estimación de la movilidad del fluido de formación, generan confiabilidad en el resultado final de la presión. La comparación de las dos presiones obtenidas, junto con la movilidad computada, permite revelar los efectos de un ambiente de presión estático o dinámico. Una estimación de la movilidad del fluido de formación, de un orden de magnitud, ayuda a decidir qué secuencia de modo fijo particular utilizar en cualquier situación dada; sin embargo, existe suficiente superposición en sus rangos de aplicación, de modo que esta decisión no es crítica.

La comunicación hacia y desde la herramienta se realiza por medio del servicio de telemetría de alta velocidad durante la perforación TeleScope, diseñado específicamente para proporcionar un incremento de la velocidad de transmisión de datos y del ancho de banda para la entrega de datos. Un protocolo de telemetría especial para ser utilizado con el sistema de telemetría Telescope permite que un dispositivo unitario, tal como la herramienta StethoScope, monopolice la transmisión de datos cuando posee un gran volumen de datos para transmitir a lo largo de un intervalo de tiempo corto. La combinación del sistema TeleScope con la transmisión

17. Pop J, Follini J-M y Chang Y: "Optimized Test Sequences for Formation Tester Operations," artículo de la SPE 97283, presentado en la Reunión de 2005 del Área Marina de Europa, Aberdeen, 6 al 9 de septiembre de 2005.



▲ Pre-ensayos de modo fijo, A a D, con dos pares de períodos de caída e incremento de la presión. Los parámetros se eligen de modo de cubrir un amplio rango de movilidad de los fluidos de formación (*extremo superior*). Los parámetros especifican los volúmenes empleados y la duración de los períodos de incremento de presión para el Pre-ensayo 1 (el pre-ensayo correspondiente a la “investigación”) y el Pre-ensayo 2 (el pre-ensayo correspondiente a la “medición”). La gráfica (*extremo inferior*) demuestra la respuesta de la herramienta StethoScope durante la prueba de una formación de caliza de 1.5 mD/cP utilizando una secuencia de pre-ensayos similar a la de modo fijo, Tipo B. Durante esta prueba, se extendió el segundo período de incremento de presión, lo que permitió a los ingenieros observar el tiempo de estabilización de la presión mediante una secuencia de prueba más larga que la normal. Existe una variación en la medición de la presión de formación cuando se obtienen las mediciones con las bombas en funcionamiento (rojo), a una velocidad de 1,363 L/min [360 galones americanos/min], y con las bombas fuera de servicio (azul).

de datos en función de la demanda permite visualizar los datos StethoScope en la superficie, en tiempo real (*página anterior, abajo*).

Durante la ejecución de las pruebas de campo, se evaluó el desempeño de la herramienta tanto en formaciones de baja movilidad (menos de 0.2 mD/cP) como en formaciones de alta movilidad (más de 350 mD/cP), comparándose la mayoría de los datos adquiridos con datos de presión y núcleos obtenidos con la herramienta MDT operada con cable. Las pruebas se llevaron a cabo en un pozo vertical, en pozos altamente desviados (con ángulos de hasta 75°) y en un pozo horizontal, con velocidades de circulación que oscilaron entre la puesta fuera de servicio de las bombas y 2,300 L/min [600 galones americanos/min]. Para evaluar los efectos del tiempo transcurrido desde la perforación, las

mediciones de presión se obtuvieron entre una y 43 horas después de que la barrena penetrara la profundidad de la prueba. Las presiones medidas durante la perforación se compararon con las obtenidas con un probador MDT hasta 24 días después de obtenidas las mediciones durante la perforación.

Las pruebas de campo llevadas a cabo en Noruega establecieron que las mediciones de presión en tiempo real obtenidas con la herramienta StethoScope son comparables con las adquiridas con los probadores MDT operados con cable, bajo condiciones similares de permeabilidad, tipo de lodo y pozo. En general, las mediciones de presión más precisas se obtuvieron en las formaciones con valores de movilidad más elevados, con las bombas fuera de servicio, o cuando se utilizó una velocidad de circulación lo más baja y

constante posible, y durante los viajes de salida del pozo (*abajo*). Las mediciones obtenidas durante el proceso de perforación deberían reiterarse en las estaciones seleccionadas durante los viajes de salida del pozo para confirmar los valores de presión obtenidos, especialmente si se sospecha la existencia de sobrecarga.

Los ingenieros determinaron que para las formaciones con moviidades de fluido por debajo de 5 mD/cP, existe una clara ventaja con respecto

a la adquisición de las presiones de formación con las bombas fuera de servicio. El grado de sobrecarga como una función de la velocidad de circulación depende directamente del tiempo transcurrido desde la perturbación mecánica del revoque de filtración. Las velocidades de circulación elevadas pueden favorecer la erosión de un revoque de filtración establecido, lo que se traduce en sobrepresiones de formación aún cuando transcurra un período prolongado entre la perfo-

ración y la prueba de presión. No siempre es seguro asumir que el efecto de sobrecarga se reduce con el tiempo después de la perforación. Los datos obtenidos con la técnica de repetición (o técnica de lapsos de tiempo) son importantes para la identificación de procesos de sobrecarga dinámicos en formaciones con bajas moviidades.

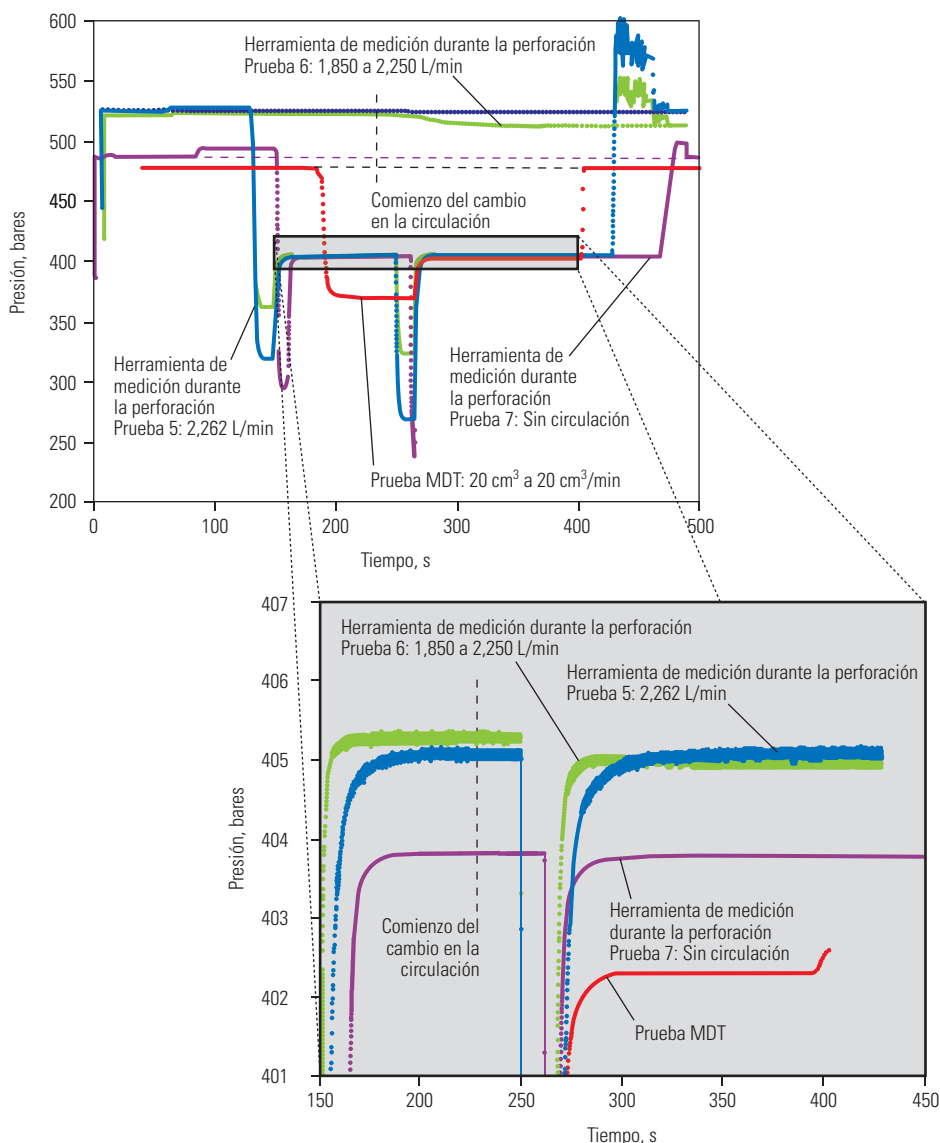
La prueba de campo realizada por Statoil y Schlumberger en el Mar del Norte arrojó resultados positivos. La herramienta StethoScope demostró su capacidad para medir con precisión las presiones de formación en tiempo real, sin necesidad de orientar la herramienta o incurrir en un tiempo improductivo excesivo. En las formaciones en las que la movilidad es suficientemente alta, 5 mD/cP o un valor superior, las mediciones de la herramienta StethoScope son de igual calidad que las adquiridas con la herramienta MDT. Hoy en día, ambas herramientas están ayudando a los ingenieros, geólogos y perforadores a tomar decisiones rápidas, reducir la incertidumbre asociada con la perforación y generar ahorros de tiempo y dinero.

Mediciones de presión de formación durante la perforación en el Golfo de México

En los ambientes de perforación y producción de aguas profundas, los operadores se esfuerzan por reducir el riesgo, la incertidumbre y el costo. Un ejemplo lo constituye la Unidad de Producción Ram Powell, operada por Shell Offshore. Cubriendo ocho bloques del área Viosca Knoll, en el sector oriental del Golfo de México, EUA, los pozos se localizan en profundidades de agua que oscilan entre 609 y 1,219 m [2,000 y 4,000 pies], a unos 200 km [125 millas] al este-sudeste de Nueva Orleans. La producción comenzó en septiembre de 1997, convirtiéndolo en uno de los campos de petróleo más maduros del área de aguas profundas del Golfo de México.¹⁸

Cinco areniscas comerciales situadas a una profundidad vertical verdadera (TVD, por sus siglas en inglés) que oscila entre 1,676 y 4,114 m [5,500 y 13,500 pies] bajo el nivel del mar son las que aportan la mayor parte de la producción de Ram Powell. Los geólogos e ingenieros reevaluaron el campo entre 2001 y 2003, incluyendo levantamientos sísmicos repetidos que identificaron oportunidades para la perforación de pozos de relleno potencialmente sin drenar.

En enero de 2004, Shell puso en marcha actividades de re-desarrollo. Los ingenieros observaron un alto grado de riesgo e incertidumbre en los nuevos proyectos de perforación. Los nuevos objetivos requerían la perforación de pozos direccionales complicados. Como consecuencia de la producción, se habían agotado



^ Medición de la presión en una formación de baja movilidad. Se realizaron tres secuencias de pruebas StethoScope (*extremo superior*), a la misma profundidad pero bajo diferentes velocidades de circulación de lodo en una formación de 3 mD/cP: una velocidad de 2,262 L/min [597 galones americanos/min] (Prueba 5); una velocidad que cambió de 1,850 a 2,250 L/min [489 a 594 galones americanos/min] (Prueba 6); y una prueba con las bombas fuera de servicio (Prueba 7). Todas las pruebas realizadas durante la perforación corresponden al pre-ensayo Tipo C. Con fines comparativos, se muestran los datos de un probador MDT para un pre-ensayo realizado unos 24 días después de las pruebas StethoScope. La gráfica (*extremo inferior*) muestra los detalles del incremento de presión final. Aquí, los efectos dinámicos del pozo pueden observarse claramente mediante la comparación de las pruebas durante la perforación, con las bombas en funcionamiento y las bombas fuera de servicio, con la prueba de la herramienta MDT, en la que el revoque de filtración debería haber alcanzado una resistencia máxima.

además numerosas areniscas productivas, lo que las hacía inestables y difíciles de perforar. Si bien estas circunstancias dificultaban aún más la evaluación de formaciones, la incertidumbre adicional aumentaba la necesidad de disponer de evaluaciones de formaciones durante la perforación.

Para reducir el costo y mejorar la eficiencia, los ingenieros de Shell y Schlumberger planificaron utilizar las tecnologías LWD y MWD para evaluar el yacimiento y el ambiente de perforación en tiempo real, en el Pozo 2 de la campaña de re-desarrollo. Los ingenieros seleccionaron un arreglo de fondo de pozo (BHA, por sus siglas en inglés) compuesto por un sistema rotativo direccional PowerDrive Xtra, una serie de herramientas de Evaluación de Formaciones y de generación de Imágenes durante la Perforación VISION de 6.75 pulgadas y los componentes de la herramienta StethoScope; todos posicionados debajo de un agujereador. La serie VISION incluyó una herramienta de resistividad con un collar (portamecha) de 6¾ pulgadas arcVISION675, una herramienta de Densidad-Neutrón Azimutal de 6.75 pulgadas adnVISION675 y una herramienta de resonancia magnética nuclear (RMN) de 6.75 pulgadas proVISION675. El servicio de telemetría TeleScope proporcionó la transmisión y el control de datos en tiempo real.

Los ingenieros planearon utilizar los datos de presión adquiridos con la herramienta StethoScope para el diseño de la terminación de pozos y la verificación de los modelos de yacimiento dinámicos. La obtención de mediciones de presión de formación durante la perforación redujo tanto el costo del equipo de perforación como los tiempos de exposición del pozo, y permitió que los ingenieros de yacimiento y los geólogos tomaran decisiones de colocación de pozos oportunas.

Después de que el perforador asentara la tubería de revestimiento de 11¾ pulgadas a 3,192 m [10,474 pies] de profundidad medida (MD, por sus siglas en inglés), se perforó la sección inicial del pozo de 10¾ pulgadas, con una inclinación de aproximadamente 45° entre 3,205 y 4,782 m [10,514 y 15,688 pies] MD. El petrofísico de Shell seleccionó los puntos de medición de la presión de formación utilizando los datos de la herramienta de densidad-neutrón para determinar la ubicación de las areniscas objetivo. Una vez en la

Sensores de presión de cuarzo

El cuarzo es uno de los diversos minerales que posee propiedades piezoeléctricas. Cuando se aplica presión a un cristal de cuarzo, se crea una carga eléctrica positiva en uno de los extremos del cristal y una carga negativa en el otro. Los cristales de cuarzo también son intensamente fotoeléctricos; los cambios de temperatura producen el desarrollo de cargas positivas y negativas dentro del cristal.

Un cristal de cuarzo correctamente cortado posee una frecuencia resonante de vibración, similar a un diapason. Cuando el cuarzo vibra, se produce una variación sinusoidal detectable en la carga eléctrica sobre su superficie. El esfuerzo inducido por la presión, aplicado al cristal, hace que la frecuencia de la onda senoidal varíe en forma predecible y precisa. Estas propiedades convierten al cuarzo en un elemento valioso para muchas aplicaciones relacionadas con dispositivos electrónicos y aplicaciones de detección, incluyendo los sensores de presión utilizados en los campos petroleros.

Los investigadores del Centro de Investigaciones Doll de Schlumberger en Ridgefield, Connecticut, EUA, comenzaron a trabajar en un manómetro de presión altamente sensible basado en las propiedades singulares de los cristales de cuarzo en el año 1980 y propusieron el concepto de oscilación de modo dual que resultó esencial para el desarrollo del Sensor de Cristal de Cuarzo CQG (arriba, a la derecha).¹ El proyecto fue transferido a Schlumberger-Flopetrol, Melun, Francia, en 1982. El equipo de desarrollo contó con el soporte de los investigadores de la École Nationale Supérieure de Mécanique et des Microtechniques de Besançon, Francia.

Los sensores de presión son sensibles a las variaciones de temperatura y presión y



^ Sensor para obtener mediciones de presión compensadas por la temperatura. El sensor CQG de aletas, de cristal (dorado), es un resonador de modo dual en el que un modo depende de la presión aplicada y el otro modo, de la temperatura aplicada. Las mediciones de presión y temperatura se obtienen exactamente al mismo tiempo.

deben ser corregidos por las fluctuaciones de temperatura. El sensor CQG mejoró con respecto a los transductores de presión de cristal previos, ya que provee mediciones de temperatura y presión simultáneas a partir de un solo elemento sensible, lo que elimina los problemas asociados con el retardo térmico existente entre los sensores de presión y temperatura separados. Este sensor produce un error pico pequeño, inducido por condiciones transitorias. Los errores transitorios se minimizan ulteriormente a través de la aplicación de un algoritmo de compensación de temperatura dinámico, basado en un modelo simple del sensor. Los sensores CQG operan en forma eficaz a presiones que oscilan entre 14.5 y 15,000 lpc [0.1 y 103.4 MPa] y en un rango de temperatura que fluctúa entre 25 y 150°C [77 y 300°F].

En 1989, el sensor CQG fue optimizado para su fabricación comercial y se utilizó en numerosas aplicaciones de detección de la presión en campos petroleros, incluyendo la herramienta MDT. Más recientemente, el sensor CQG fue robustecido para aplicaciones LWD y MWD y, hoy en día, constituye el sensor de presión por excelencia tanto en el probador StethoScope como en la herramienta PressureXpress.

18. Volokitin Y, Stachowiak J y Bourgeois T: "Value of Specialized While Drilling Measurements: Recent Experience in Ram/Powell, GOM," *Transcripciones del 46o Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA*, Nueva Orleans, 26 al 29 de junio de 2005, artículo C.

1. Los dispositivos electrónicos de la placa de resonancia del sensor CQG excitan y mantienen dos modos de oscilación mecánica. Uno es más sensible a los esfuerzos laterales causados por la presión aplicada en el sensor, el otro es más sensible a las variaciones de temperatura. Estas dos frecuencias de resonancia proveen información simultánea sobre presión y temperatura y permiten el cómputo de una medición de presión corregida por la temperatura.

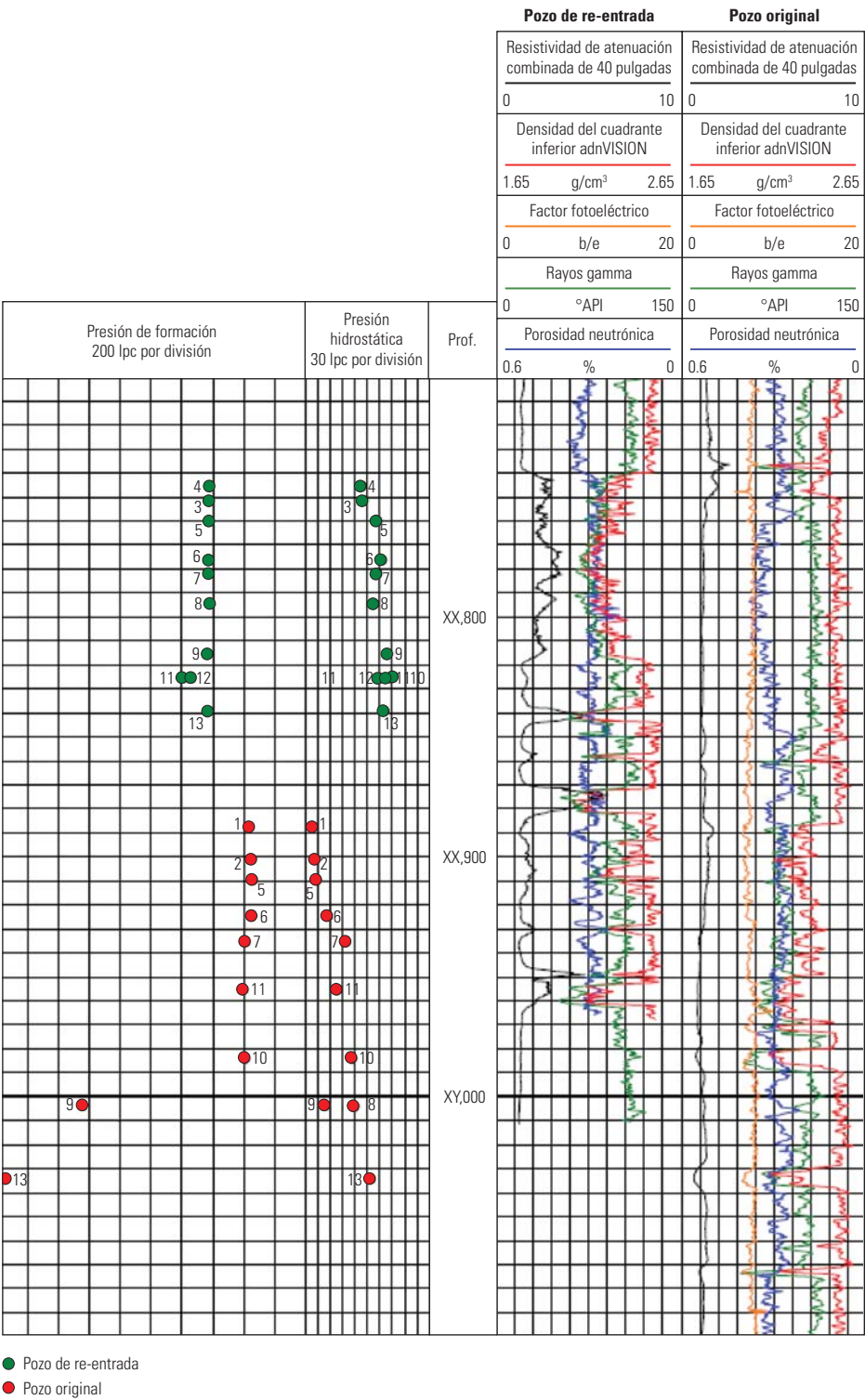
estación, la herramienta StethoScope inició automáticamente una secuencia de flujo (caída de presión)–espera (incremento de presión)–retracción. Después de cada medición de presión, la probeta se replegaba y la herramienta se desplazaba hacia la siguiente estación. El tiempo promedio transcurrido en cada estación fue de unos 10 minutos o menos por medición.

Las mediciones de la presión de formación en tiempo real mostraron un buen soporte de la presión dentro del yacimiento y confirmaron que la zona de baja resistividad en la base de la arenisca objetivo correspondía a petróleo barrido, lo que indicaba un contacto agua/petróleo más elevado que lo esperado. Mediante la utilización de estos datos en tiempo real, los ingenieros de Shell decidieron desviar la trayectoria del pozo. El pozo nuevo se colocó en una posición estructural más alta del yacimiento, perforando echado (buzamiento) arriba entre 3,506 y 5,167 m [11,501 y 16,952 pies] MD, con una inclinación de 58°. Las mediciones de presión confirmaron la existencia de buena conectividad dentro del yacimiento, de modo que el pozo se entubó hasta la profundidad final.

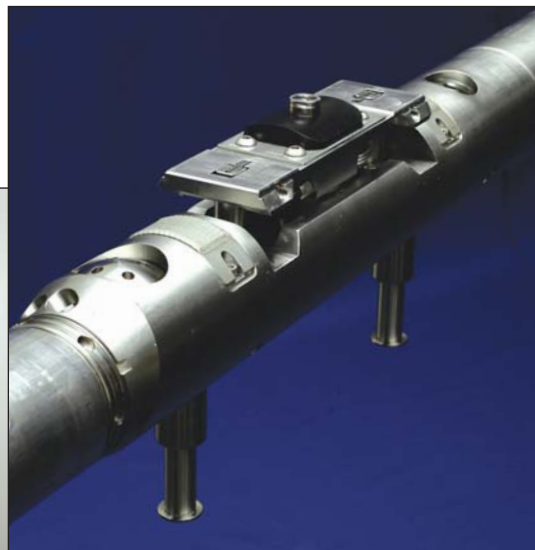
Los datos de RMN proVISION675 ayudaron a los ingenieros a calibrar los cálculos de las areniscas netas y mejorar la evaluación petrofísica de las areniscas laminadas. La combinación de los datos RMN obtenidos durante la perforación con los datos de otras herramientas LWD proporcionó información importante sobre la textura de las rocas, permeabilidad, tamaño de grano y arenisca neta. Los datos de propiedades de fluidos RMN se utilizaron en conjunto con la presión de formación y las movilidades de los fluidos para estimar la permeabilidad de la formación.

En total, se obtuvieron 26 mediciones de presión; 13 durante la perforación de la sección inicial y las otras 13 durante la perforación del pozo de re-entrada. Las mediciones de presión proporcionaron información crítica para la toma de decisiones de perforación de pozos de re-entrada y el diseño de las terminaciones. Las presiones se obtuvieron con éxito tanto en las areniscas masivas como en las areniscas laminadas (derecha).

Los avances registrados en las tecnologías MWD ahora proveen mediciones de presión y movilidad de fluidos de las que previamente sólo se disponía con los registros adquiridos con herramientas operadas con cable. Los ingenieros pueden realizar evaluaciones complejas en base a los datos MWD únicamente, lo que reduce significativamente el riesgo, el costo y la incertidumbre asociados con la perforación de pozos de desarrollo en aguas profundas.



^ Utilización de los datos adnVISION para ayudar a seleccionar las estaciones de medición de la presión. Los datos de densidad de la herramienta de adquisición de registros adnVISION675 (Carriles 3 y 4 - rojo) ayudaron a seleccionar las estaciones a ser probadas con la herramienta de medición de presión StethoScope. Los Carriles 1 y 2 muestran la presión de formación y la presión hidrostática, respectivamente, del agujero original (círculos rojos) y del pozo de re-entrada (círculos verdes). Las zonas con menor densidad poseen mayor porosidad y movilidad de fluidos.



^ Herramienta de medición de presión operada con cable. El diámetro y el perfil de la herramienta PressureXpress están diseñados para reducir el riesgo de atascamiento. Aquí se muestra el sistema de sello de muestreo (negro) y los pistones de anclaje de seguridad (imagen superior – lado inferior) utilizados para empujar y mantener la herramienta en su posición frente a la formación.

Los ingenieros estiman que la obtención de mediciones de presión de formación durante la perforación y sus mediciones asociadas posibilitaron un ahorro de más de US\$ 1 millón (dólares estadounidenses), mediante la eliminación de dos carreras de mediciones de presión con herramientas operadas con la columna de perforación. Además, los datos RMN obtenidos durante la perforación proporcionaron información importante sobre la viscosidad del fluido y la textura de las rocas para el cálculo de las areniscas netas, además de estimaciones de la permeabilidad y del tamaño de grano, que se utilizaron en el diseño de la terminación de pozos. Shell tiene previsto continuar utilizando las tecnologías de medición de presión durante la perforación y otras tecnologías de medición en tiempo real para mejorar la eficacia y reducir el riesgo, particularmente en los proyectos de aguas profundas que plantean serios desafíos.

Presiones de yacimiento precisas y obtenidas rápidamente

Las pruebas de formaciones efectuadas con herramientas operadas con cable han sido reconocidas durante mucho tiempo como claves para la recolección de información esencial que ayuda a identificar los fluidos en sitio, la distribución de la presión y las propiedades dinámicas de un yacimiento. Si bien medían las presiones

de formación con precisión, las técnicas previas requerían que una herramienta operada con cable permaneciera fija por períodos relativamente largos, mientras se probaba la formación. Esto resulta particularmente cierto en zonas de baja movilidad en las que los tiempos de evaluación más prolongados incrementan el costo y riesgo de atascamiento de las herramientas.¹⁹ Ahora, los ingenieros de yacimiento poseen opciones que proveen mediciones de presión altamente precisas y obtenidas rápidamente con herramientas tales como las proporcionadas por el servicio PressureXpress.

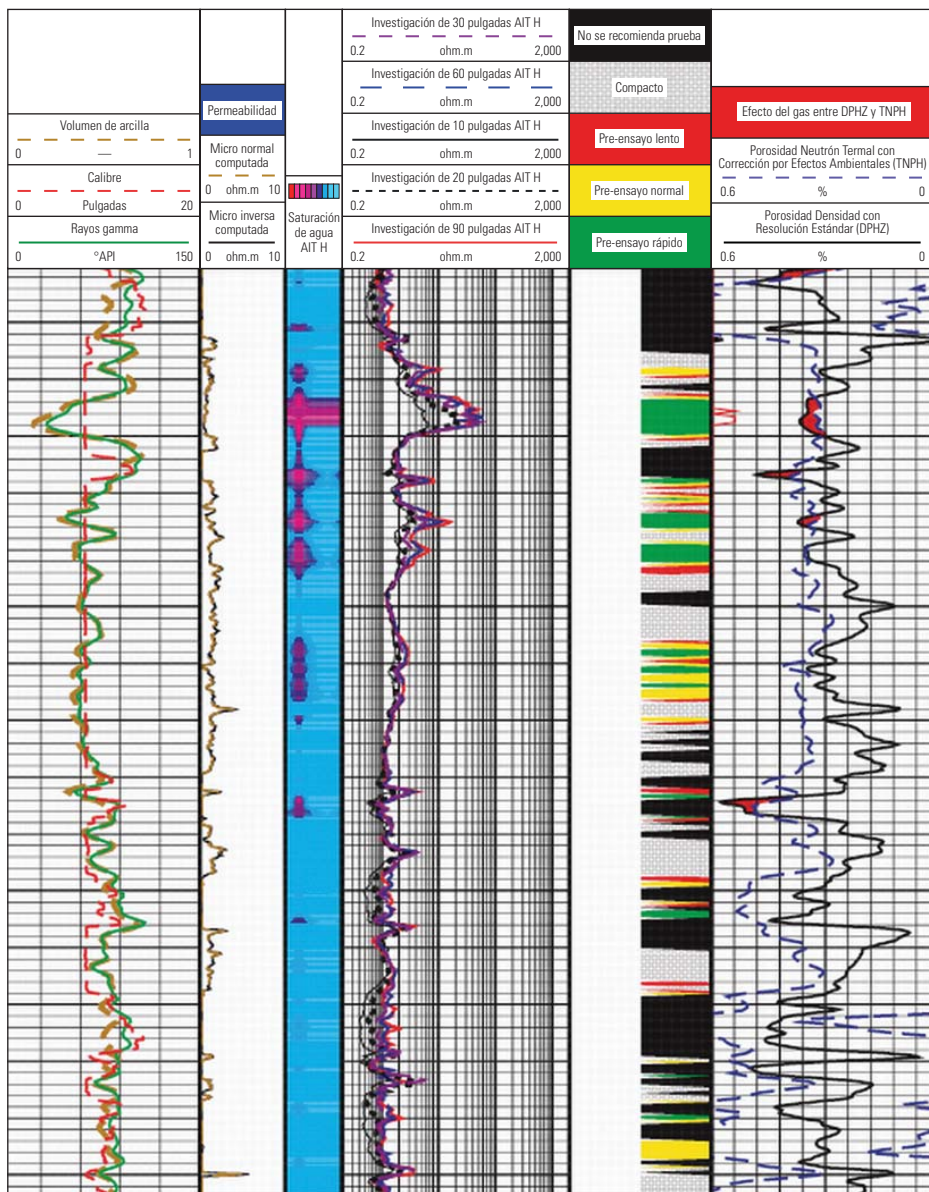
Los ingenieros del Centro de Productos Riboud de Schlumberger en Clamart, Francia, integraron versiones avanzadas del sensor CQG y del manómetro de presión Sapphire en la herramienta PressureXpress. Estos sensores de presión proveen mediciones de presión de alta resolución, compensadas dinámicamente por la temperatura (arriba).

Las herramientas para pruebas de formaciones utilizadas previamente dependían de sistemas de pre-ensayos de accionamiento hidráulico que se monitoreaban y controlaban desde la superficie. El tiempo de retardo existente entre los comandos de superficie y los cambios introducidos en el accionador de muestreo hidráulico de fondo limitaba el control del volumen del pre-ensayo. El sistema fue redise-

ñado, reemplazándose el componente hidráulico por un motor electromecánico acoplado a un mecanismo planetario de tornillos de rodillo y a una caja de engranajes de alta reducción, lo que mejoró significativamente la estabilidad y precisión tanto de la velocidad como del volumen del pre-ensayo. La transferencia de los controles y los comandos desde la superficie hasta el cartucho electrónico de fondo de pozo mejoró el tiempo de respuesta, posibilitando volúmenes de pre-ensayo de tan sólo 0.1 cm³ [0.006 pulg.³].

Los probadores de formaciones han sido corridos tradicionalmente solos o en la parte inferior de una sarta de herramientas operadas con cable, debido a su incapacidad para transmitir la telemetría de otras herramientas operadas similarmente. La implementación del nuevo hardware cableado y de un sistema de telemetría de software nuevo ahora permite realizar combinaciones con todas las demás herramientas operadas con cable, que pueden ser corridas en cualquier lugar, por encima o por debajo de la nueva herramienta.

19. Manin Y, Jacobson A y Cordera J: "A New Generation of Wireline Formation Tester," *Transcripciones del 46o Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA*, Nueva Orleáns, 26 al 29 de junio de 2005, artículo M.



^ Localización de las estaciones de pruebas de presión durante la adquisición de registros. Durante la bajada de la herramienta integrada de adquisición de registros con cable PlatformExpress, combinada con la herramienta PressureXpress, se obtiene como salida una estimación en tiempo real de la movilidad de los fluidos de formación utilizando la correlación k-lambda; un estimador de la permeabilidad para formaciones siliciclásticas. Los ingenieros utilizan esta información con el fin de ayudar a seleccionar zonas para la ejecución de pruebas de presión (Carril 5). Los datos de salida también ayudan a seleccionar una tasa de flujo y un volumen de pre-ensayos apropiados que minimizan el tiempo transcurrido en la estación durante las operaciones de pruebas de presión de formación subsiguientes.

A lo largo del año 2004, el servicio PressureXpress fue probado en el campo en un total de 57 operaciones y se realizaron más de 1,300 pre-ensayos en una amplia gama de ambien-

tes, incluyendo areniscas y formaciones carbonatadas (arriba). Estas formaciones estaban compuestas por fluidos que oscilaban entre gas y petróleo pesado, bajo proyectos de recuperación

por inyección de vapor. Las temperaturas de fondo de pozo fluctuaban entre aproximadamente 38 y 154°C [100 y 310°F], a presiones hidrostáticas de 0 a 13,000 lpc [0 a 90 MPa].

Los ingenieros incorporaron el sistema de pruebas de presión inteligente, controlado dinámicamente, para hallar en forma automática la mejor solución de compromiso posible entre el volumen producido por la formación y el tiempo de incremento de la presión. En formaciones con movilidades de fluidos superiores a aproximadamente 1 mD/cP, la nueva herramienta puede realizar una prueba de presión y movilidad en menos de un minuto: esto representa una mejora de unos cuatro a cinco minutos con respecto a otros probadores. En formaciones compactas, el sistema de pre-ensayo puede seleccionar volúmenes de fluido de tan sólo 0.1 cm³, posibilitando tiempos de prueba mínimos (próxima página, arriba).

En ciertas áreas de Texas, los yacimientos de areniscas gasíferas compactas pueden exhibir permeabilidades que oscilan entre algunos microdarcies y decenas de milidarcies. En estos campos, la producción de gas depende de tratamientos de fracturamiento hidráulico para proveer el conducto para el flujo de los fluidos de yacimiento. En muchos casos se trata de áreas maduras y parcialmente agotadas, lo que se traduce en grandes diferencias de presión entre los estratos del yacimiento. La determinación exacta de estas presiones es clave para la optimización de los programas de fracturamiento hidráulico.

Los intentos fallidos de medición de las presiones con herramientas convencionales condujeron al fracturamiento de todo el espesor prospectivo, incluyendo las zonas agotadas, lo que se tradujo en costos de terminación innecesarios y pérdidas de producción. Para un pozo, los ingenieros de Schlumberger utilizaron el servicio PressureXpress; hubo 58 intentos de pre-ensayos y se midieron 56 presiones de formación en menos de siete horas. Los datos obtenidos del programa de pruebas permitieron identificar zonas en la sección prospectiva intermedia agotadas con presiones de 4,000 lpc [27.6 MPa], mientras que los últimos 152 m [500 pies] de zona productiva aún se encontraban a una presión relativamente alta (próxima página, abajo). Los ingenieros diseñaron un procedimiento de estimulación por fracturamiento hidráulico de cuatro etapas. Si bien se bombearon seis etapas menos que en los pozos previos, la producción se incrementó en más del 50%. Esto representó un ahorro de más de US\$ 400,000 en costos de fracturamiento para el operador.

20. Para obtener más información sobre monitoreo sísmico con la técnica de repetición, consulte: Alsos T, Eide A, Astratti D, Pickering S, Benabentos M, Dutta N, Mallick S, Schultz G, den Boer L, Livingstone M, Nickel M, Sønneland L, Schlaf J, Schoepfer P, Sigismundi M, Soldo JC y Strønen LK: "Aplicaciones sísmicas a lo largo de la vida productiva del yacimiento," *Oilfield Review* 14, no. 2 (Otoño de 2002): 54-71; y Aronsen HA, Osdal B, Dahl T,

Eiken O, Goto R, Khazanehdari J, Pickering S y Smith P: "El tiempo lo dirá: Contribuciones clave a partir de datos sísmicos de repetición," *Oilfield Review* 16, no. 2 (Otoño de 2004): 6-17.

21. Burgess K, Fields T, Harrigan E, Golich GM, MacDougall T, Reeves R, Smith S, Thornsberry K, Ritchie B, Rivero R y Siegfried R: "Pruebas de formación y obtención de muestras de fluidos a través del revestimiento," *Oilfield Review* 14, no. 1 (Verano de 2002): 50-63.

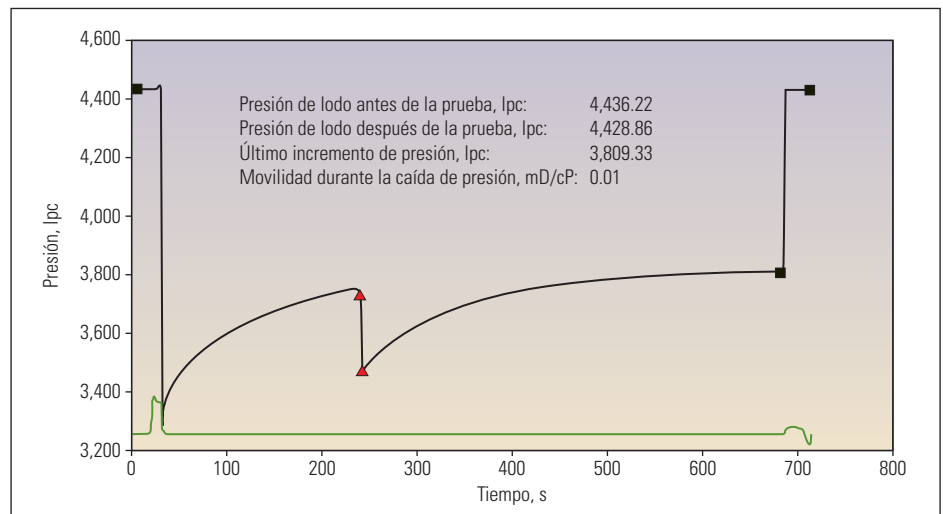
Manejo de las presiones de yacimiento

Las geopresiones llevan el petróleo desde un yacimiento hasta un pozo productor. Cuando comienza la producción, una caída de presión producida en la formación que rodea al pozo hace que el petróleo fluya a través de las redes de poros presentes en el yacimiento hacia el punto de extracción. Con la extracción del petróleo y la subsiguiente caída de presión que se produce en el yacimiento, el petróleo, el agua y la roca se expanden. Los cambios de presión, la expansión y el movimiento de todos estos materiales inciden en la producción de petróleo.

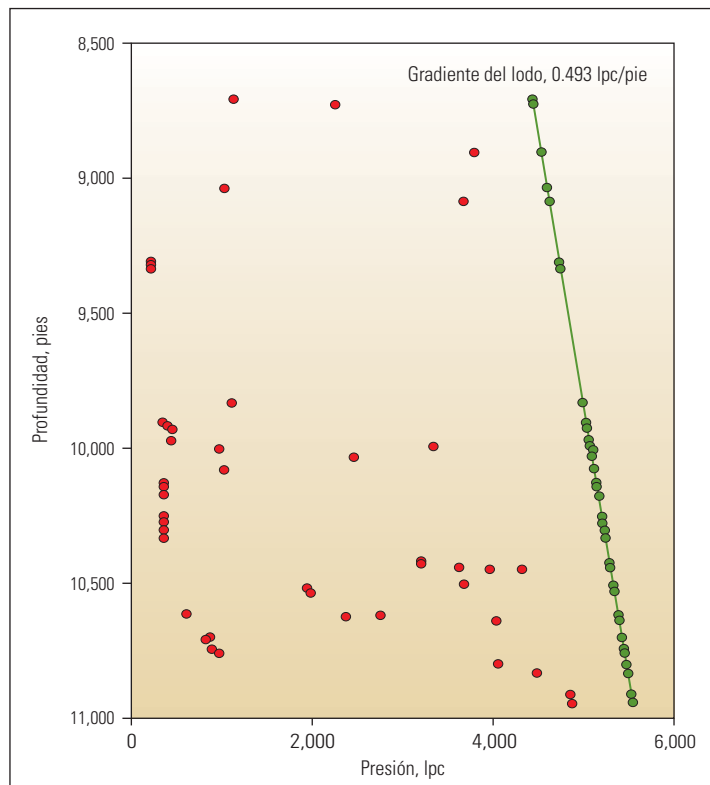
Una vez que un yacimiento se encuentra en producción, los ingenieros y geofísicos utilizan diversas técnicas para monitorear el movimiento de los fluidos y los cambios de presión. Los avances registrados recientemente en las imágenes sísmicas permiten la adquisición de levantamientos 3D con el tiempo, que se conocen como levantamientos sísmicos de repetición o levantamientos sísmicos de cuatro dimensiones (4D).²⁰ La comprensión del movimiento de los fluidos y de los cambios producidos en las presiones del yacimiento permite a los ingenieros modelar mejor el comportamiento del yacimiento y mejorar la eficiencia de la recuperación.

Desde un punto de vista puramente mecánico, los datos de geopresión son relativamente fáciles de obtener durante o inmediatamente después de la operación de perforación. Como se analizó previamente, las herramientas de medición de la presión durante la perforación, en tiempo real, tales como el sistema StethoScope, están proporcionando a los ingenieros valiosos datos de geonavegación y yacimientos para el diseño de terminaciones de pozos, mientras que las herramientas operadas con cable, tales como el servicio PressureXpress, proveen datos de presión y movilidad precisos inmediatamente después de perforado el pozo. Pero se plantea un problema: una vez que se entuba el pozo, estas herramientas no pueden acceder a la formación donde no existe ningún disparo. En consecuencia, con el tiempo, las presiones conocidas pasan a ser desconocidas y las decisiones de producción se vuelven más inciertas.

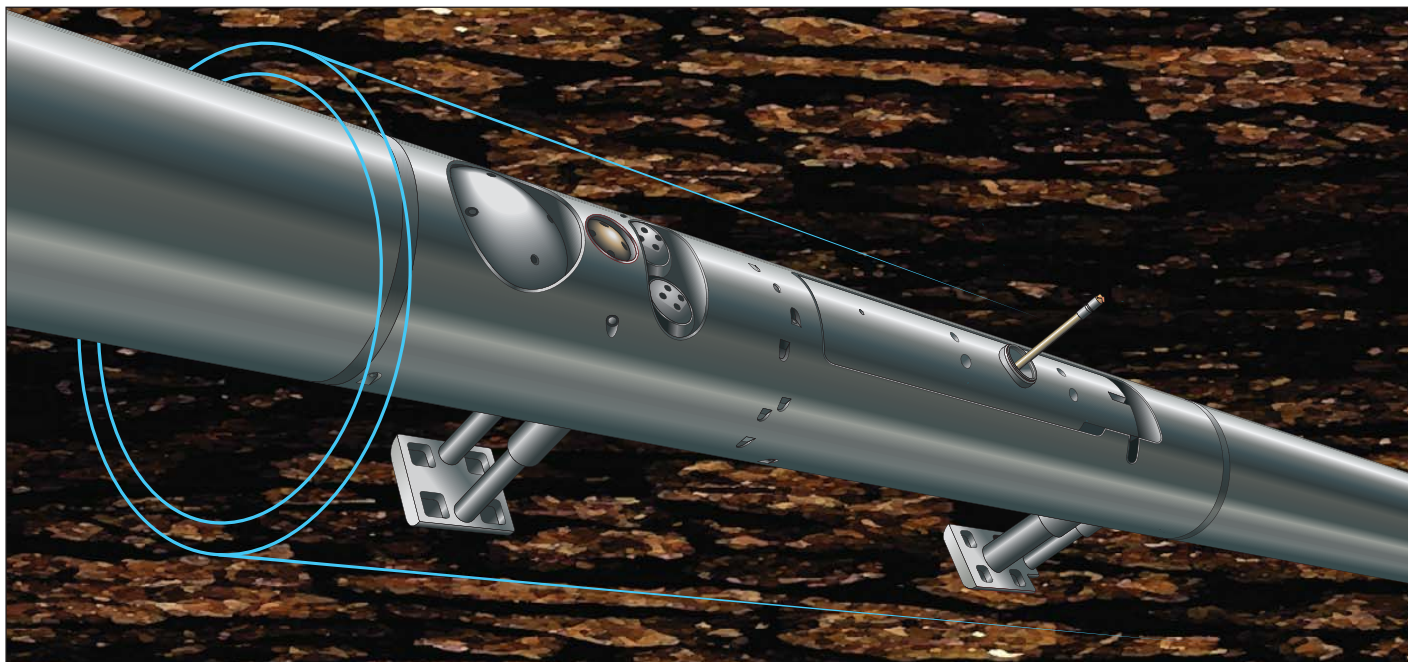
Mediante la utilización de sensores similares a los instalados en las herramientas de medición de la presión durante la perforación y de medición de la presión mediante herramientas operadas con cable, los ingenieros de Schlumberger diseñaron el Probador de la Dinámica de Formación de Pozo Entubado CHDT, que es capaz de medir la presión y extraer muestras de fluidos desde la parte posterior de un pozo entubado.²¹



^ Sistema de pre-ensayo electromecánico para reducir el tiempo transcurrido en la estación. En el tiempo 0 s, la herramienta PressureXpress se encuentra en la estación y como aún no está fijada, la presión en la línea de flujo lee la presión de lodo del pozo; es decir, aproximadamente 4,430 lpc [30.5 MPa] (cuadrado negro, a la izquierda). La herramienta se coloca luego hidráulicamente, lo que corresponde a un incremento de la velocidad de bombeo hidráulico (verde). La curva de presión (negro) mide una caída de presión de pre-ensayo en una formación de 0.01-mD/cP a aproximadamente 45 s, seguida de un incremento de presión gradual. Después de unos 200 s, la herramienta inició una segunda caída de presión (triángulos rojos), extrayendo un volumen de 0.1 cm³ de fluido de la formación. Entre 280 s y 680 s, la presión de yacimiento se estabilizó, luego la herramienta se retiró hidráulicamente de la formación (curva verde) y la presión en la línea de flujo aumentó hasta alcanzar la presión de lodo del pozo. Mediante la utilización de un motor electromecánico, la herramienta de prueba de presión controla con precisión el volumen y gasto (tasa de flujo) de los pre-ensayos para mantenerlos bajos (0.1 cm³), reduciendo en forma efectiva la duración del incremento de presión y el tiempo transcurrido en la estación.



^ Identificación de zonas agotadas. La comparación entre las presiones de formación (rojo) y el gradiente dado por el lodo (verde) permite identificar zonas agotadas en 4,000 lpc [27.5 MPa], en la porción intermedia del yacimiento, mientras que los últimos 500 pies de zona productiva aún se encuentran a una presión relativamente alta.



^ Herramienta de muestreo en pozo entubado. Los ingenieros utilizan la herramienta CHDT para obtener mediciones de presión múltiples y recolectar muestras de fluido desde la parte posterior de un pozo entubado. Alimentados por un cable de acero, los patines de contrapresión (*lado inferior de la herramienta*) empujan la herramienta para colocarla en una posición excéntrica (*la herramienta se muestra excéntrica contra la estructura azul de la tubería de revestimiento*), la probeta (*que se muestra en el lado superior de la herramienta*) se sella contra la tubería de revestimiento y luego perfora un agujero y mide la presión, muestrea los fluidos y tapona el agujero. A medida que la barrena (mecha) penetra el objetivo, el paquete integrado de instrumentos de a bordo monitorea la presión, la resistividad del fluido y los parámetros de perforación.

La herramienta CHDT puede perforar a través de la tubería de revestimiento y el cemento y luego penetrar en la formación, obtener mediciones de presión múltiples, recuperar muestras de fluido y taponar los agujeros practicados en la tubería de revestimiento, todo en un solo descenso (*arriba*). La capacidad de volver a sellar los agujeros perforados hace que el probador resulte singularmente adecuado para varias aplicaciones de yacimiento y producción: por ejemplo, la localización de hidrocarburos pasados por alto, la evaluación de zonas productivas desconocidas, la producción o inyección a través de algunos agujeros y la determinación de los parámetros de evaluación de formaciones cuando no se dispone de registros adquiridos a agujero descubierto. Luego, los ingenieros pueden optimizar los planes de reterminación de pozos, mejorar datos de registros viejos o incompletos, evaluar zonas productivas desconocidas y evaluar los pozos para conocer su potencial económico. Esta herramienta reduce el costo del equipo de perforación mediante la eliminación de los costos de las operaciones de colocación de taponos e inyección forzada de cemento convencionales.

Un operador del sur de Texas solicitó una evaluación de un pozo perforado en 1941. Las herramientas de adquisición de registros en pozo entubado identificaron zonas múltiples con hidrocarburos potenciales. Los ingenieros utili-

zaron un dispositivo de generación de Imágenes Ultrasónico USI para evaluar el estado de la tubería de revestimiento y la calidad del cemento y luego la herramienta CHDT para medir la presión de yacimiento y confirmar el tipo de fluido.

Durante la prueba, se obtuvieron siete presiones de formación. Cuatro muestras confirmaron la presencia de hidrocarburos. La herramienta CHDT taponó con éxito todos los agujeros. En base a los datos de la prueba, el operador pudo planificar un programa de recuperación para los hidrocarburos pasados por alto.

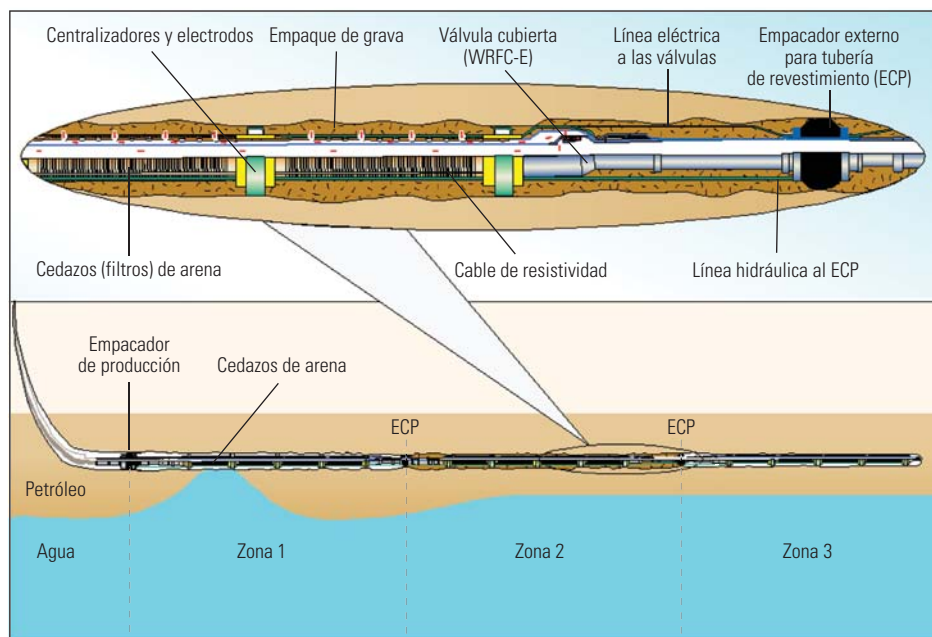
Si bien los ingenieros pueden evaluar las presiones de yacimiento detrás de la tubería de revestimiento mucho después de haber comenzado la producción, correr las herramientas en el pozo constituye un procedimiento costoso e invasivo. Los problemas asociados con el pozo se encaran en forma más eficaz cuando se actúa con rapidez. Los desarrollos registrados en los sistemas de telemetría de fondo de pozo, los sensores de presión y los sistemas de terminación de pozos de avanzada ofrecen al ingeniero de yacimiento la flexibilidad para tomar decisiones de producción en tiempo real.

Los sensores de presión de fondo de pozo permanentes y las herramientas de monitoreo, tales como el sistema de monitoreo e inspección de la producción en tiempo real WellWatcher,

proveen una fuente continua de medición de la presión de fondo a lo largo de toda la vida productiva del pozo.²² Con mucha frecuencia colocados en el pozo junto con el equipo de terminación, los sensores instalados en forma permanente monitorean constantemente las presiones de producción (*próxima página*). Cuando estos sensores se utilizan con otros equipos de monitoreo en tiempo real, tales como los sensores de temperatura de fibra óptica, los ingenieros pueden actualizar constantemente los modelos de yacimiento y optimizar todo el sistema de yacimiento en su conjunto.

Antes de la introducción de estos sistemas, los datos adquiridos mediante las operaciones de intervención de pozos proporcionaban sólo una imagen instantánea del desempeño del pozo en el momento en que se medían los parámetros. Ahora, los sistemas de monitoreo de fondo de pozo altamente confiables resultan sustentables en la mayoría de los ambientes de fondo de pozo.

El sistema WellWatcher ha estado operando en 15 activos que posee BP en el Mar del Norte, durante más de ocho años.²³ Entre 1995 y 2003, BP instaló 75 sistemas de monitoreo en proyectos de plataformas y proyectos submarinos, basados en su totalidad en sensores de presión permanentes. BP informa que durante este período, sólo fallaron cuatro de los sistemas, lo que implica un índice de éxito del 95%.²⁴



^ Instalación de sensores y control de alta complejidad. Conforme evoluciona la tecnología de los sistemas de control de fondo de pozo, la complejidad de los componentes de terminación de pozos, monitoreo y control continúa aumentando. Los sistemas de terminación de horizontes múltiples que constan de empaques, filtros (cedazos) de control de la producción de arena, válvulas de control de flujo (WRFC-E) y paquetes de sensores para medición de temperatura, presión, resistividad y otros parámetros no son inusuales.

En el Campo Madoes de BP, un campo satélite del proyecto Eastern Trough Area Project (ETAP) implementado en el sector central del Mar del Norte, tres pozos productores se empalman a lo largo de 20 km [12.5 millas] a la plataforma principal. Durante las operaciones de terminación, los especialistas de campo instalaron un sistema integrado de monitoreo permanente de la producción FloWatcher en cada uno de los pozos, para monitorear la presión, la temperatura, la tasa de flujo absoluta y la densidad del fluido en los flujos de agua-petróleo. Los datos obtenidos en tiempo real con el sistema de monitoreo permitieron a los ingenieros de producción de BP reaccionar en forma rápida, disminuyendo la velocidad de producción de agua mediante la reducción del régimen de producción. Si se hubieran basado en las mediciones de superficie solamente, el problema habría sido mucho más complejo.

Los ingenieros involucrados en el desarrollo submarino de aguas profundas del Campo Foinaven, situado al oeste de las Islas Shetlands, en el Mar del Norte, están utilizando sensores de presión en tiempo real para comprender mejor la dinámica de flujo del yacimiento, ajustar los regímenes de levantamiento artificial por gas y maximizar la producción. Antes del advenimiento de las mediciones de presión de fondo de pozo en tiempo real, los ingenieros dependían de los programas de modelado para ayudar a optimi-

zar los regímenes de levantamiento artificial por gas y, en consecuencia, el régimen de producción global. Estos modelos requerían de datos provistos por costosos y lentos procedimientos de pruebas de pozos y, en general, proporcionaban resultados de precisión limitada. Los sistemas de monitoreo de presión de fondo de pozo en tiempo real ahora permiten a los ingenieros de BP ajustar los regímenes de levantamiento artificial por gas para lograr una presión de flujo de fondo de pozo mínima y de este modo maximizar los regímenes de producción.

La capacidad de rastrear el desempeño del pozo en base al establecimiento de parámetros básicos en las primeras etapas de la vida productiva del pozo y luego obtener, con la técnica de repetición, mediciones periódicas de índices de permeabilidad y factores de daño mecánico mediante el análisis de los incrementos de presiones transitorias, agrega un valor adicional. Esta capacidad ha permitido la identificación temprana de problemas de desempeño de pozos, la ejecución de evaluaciones más detalladas y la optimización de los métodos de intervención de pozos, con los ahorros de tiempo y costo que todo esto conlleva.

El equipo del Campo Foinaven también ha utilizado los datos de los sensores de fondo de pozo permanentes para mejorar significativamente la comprensión de la conectividad del

yacimiento y luego optimizar las diversas estrategias de inyección de agua y de reemplazo del agotamiento asociadas. Los ingenieros involucrados en el proyecto estiman que durante un período de tres años, que comenzó en el año 2000, el beneficio combinado de estos sistemas de monitoreo dio cuenta de un porcentaje de producción incremental que osciló entre el 1 y el 3%.

Los datos de los sensores continuos en tiempo real proveen a los ingenieros la información necesaria para optimizar el desempeño del yacimiento y la recuperación mediante la detección temprana de problemas y la definición de soluciones de manejo de yacimientos oportunas y preventivas.

Manejo del sistema de presión

El mantenimiento de la presión de yacimiento y la optimización de la recuperación de petróleo y gas han pasado a formar parte de un desafío global. La medición de la presión a lo largo del ciclo de vida de un yacimiento es clave para el manejo del mismo. La medición precisa y eficaz de la presión ayuda a los ingenieros y geofísicos a manejar la subsidencia, aumentar la eficiencia de barrido en las operaciones de recuperación secundaria y mejorar el desempeño de los activos.

Algunos casos prácticos demuestran que los ingenieros pueden refinar los modelos sísmicos de presión de poro, previos a la perforación, utilizando datos de fondo de pozo y luego ajustar esos modelos con datos obtenidos en tiempo real, permitiendo operaciones de perforación de pozos más rápidas y menos costosas, colocaciones de pozos optimizadas y un mejor manejo de los yacimientos. Conforme se siguen realizando esfuerzos para definir la próxima revolución energética, los ingenieros de yacimientos, los geólogos y los geofísicos están combinando los desarrollos actuales de las herramientas de medición de la presión con los avances registrados en las técnicas de interpretación y modelado sísmicos para optimizar la recuperación y prolongar la vida productiva de las reservas de hidrocarburos conocidas. — DW

22. Para obtener más información sobre sensores de fondo de pozo permanentes, consulte: Bates R, Cosad C, Fielder L, Kosmala A, Hudson S, Romero G y Shanmugam V: "Examinando los pozos productores: Supervisión de los sistemas ESP," *Oilfield Review* 16, no. 2 (Otoño de 2004): 18-29.

23. "Keeping Watch on Production, Deepwater," Un suplemento de Hart's E&P, Hart Energy Publishing, agosto de 2004.

24. Para obtener más información sobre manómetros de presión y sistemas de monitoreo de fondo de pozo, consulte: Eck J, Ewherido U, Mohammed J, Ogunlowo R, Ford J, Fry L, Hiron S, Osugo L, Simonian S, Oyewole T y Veneruso T: "Monitoreo en el fondo del pozo: su evolución," *Oilfield Review* 11, no. 4 (Primavera de 2000): 20-33.