

Peter Ablard
Chris Bell

Chevron North Sea Limited
Aberdeen, Escocia

David Cook
Ivan Fornasier
Jean-Pierre Poyet
Sachin Sharma

Roissy-en-France, Francia

Kevin Fielding
Laura Lawton

Hess Services UK Limited
Londres, Inglaterra

George Haines

Houston, Texas, EUA

Mark A. Herkommer

Conroe, Texas

Kevin McCarthy

BP Exploration
Houston, Texas

Maja Radakovic

Sinopec-Addax
Ginebra, Suiza

Lawrence Umar

Petronas Carigali Sdn Bhd
Kuala Lumpur, Malasia

Traducción del artículo publicado en *Oilfield Review*
Primavera de 2012: 24, no. 1.
Copyright © 2012 Schlumberger.

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Justin Ashar, Kamel Benseddik, Regis Gallard, Willie Stoker y Craig Williamson, Houston; John Christie, París; Gen Herga y Denise Jackson, Gatwick, Inglaterra; Mark Jayne, Francois Le buhan, Remi Lepoutre, Jacques Lessi, Audrey Malmin, Keith Ross y Philippe Verdenal, Roissy-en-France, Francia; Nikhil Patel, Singapur; e Irwan Roze, Conroe, Texas.

FLAIR, MDT, PreVue, RFT, StethoScope y Thema son marcas de Schlumberger.

1. Como los registros eléctricos, la mayoría de los registros de lodo cumplen con los estándares de formato establecidos por la Sociedad de Analistas Profesionales de Registros de Pozos (SPWLA). Para obtener más información sobre los estándares de registros de lodo promulgados por la SPWLA, consulte: Mercer RF y McAdams JB: "Standards for Hydrocarbon Well Logging," *Transcripciones del 23er Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA*, Corpus Christi, Texas, EUA, 6 al 9 de julio de 1982, artículo LL.

El rol en expansión de los registros de lodo

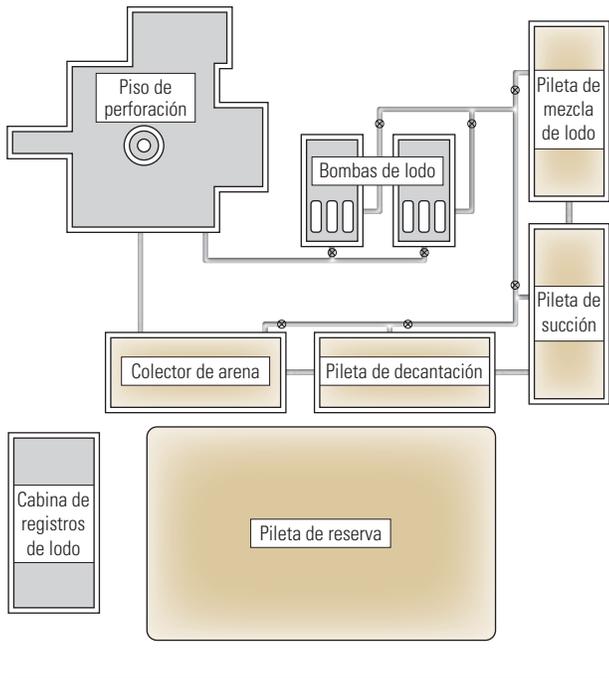
Durante décadas, las muestras y mediciones obtenidas en la superficie proporcionaron a los analistas de registros de lodo conocimientos acerca de las condiciones presentes en la cara de la barrena. La información captada a través de los registros de lodo proveía a los operadores indicaciones tempranas del potencial del yacimiento e incluso los alertaba acerca de los problemas inminentes de presión de formación. Las nuevas técnicas de muestreo y análisis, además de los avances registrados en el diseño de los sensores de superficie y los métodos de monitoreo, están introduciendo la ciencia de los registros de lodo en el siglo XXI.

La unidad de registros de lodo es desde hace mucho tiempo un accesorio común de la localización del pozo. Introducidos comercialmente en el año 1939, estos laboratorios móviles transportaban algo más que una cafetera, un microscopio para examinar los recortes de formación y un sensor de hilo caliente para detectar la cantidad de gas hidrocarburo encontrado durante la perforación. La tarea del analista de registros de lodo consistía en registrar la profundidad y describir la litología de las formaciones que encontraba la barrena de perforación y luego determinar si esas formaciones contenían petróleo o gas.

Fuera de la unidad de adquisición, el dominio del analista de registros de lodo se extendía desde la zaranda vibratoria (temblorina) hasta el piso de perforación. La zaranda vibratoria entregaba los recortes de formación y el gas —ambos liberados por la barrena— que eran transportados a la superficie en el fluido de perforación. A través de visitas periódicas a la zaranda, el analista de registros de lodo recolectaba los recortes para su examen microscópico, en tanto que una línea de succión que se extendía entre la zaranda y la unidad de adquisición de registros transportaba el gas desde la trampa de gas hasta el sistema de detección de gas de hilo caliente de dicha unidad. Las visitas al piso de perforación hacían posibles importantes intercambios de información entre el analista de registros de lodo y el perforador. Mediante la utilización de mediciones básicas de superficie, el analista podía elaborar un informe conciso de la actividad de perforación.

Durante décadas, las mediciones de gas, la litología y la velocidad de penetración (ROP) proporcionaron las primeras indicaciones del potencial del yacimiento. Antes de la introducción de las mediciones durante la perforación (MWD) y de adquisición de registros durante la perforación (LWD), los analistas de registros de lodo podían obtener datos valiosos de las formaciones a partir de pozos en los que las condiciones de perforación, las características de las formaciones o la trayectoria, conspiraban contra el despliegue de herramientas de adquisición de registros operadas con cable. En dichos pozos, el análisis del gas detectado en el lodo y los recortes a menudo suministraba la primera, y quizás la única, indicación de que una formación podía ser productiva. Hoy en día, si bien la tecnología LWD puede vislumbrar las condiciones existentes cerca de la barrena en tiempo real, las condiciones adversas del pozo a veces impiden el uso de herramientas de adquisición de registros de fondo de pozo (perfilaje). En esos casos, el registro de lodo sigue informando a los operadores acerca de la capacidad de producción de sus pozos. Como mínimo, el registro de lodo provee al operador una primera indicación de las zonas que ameritan una atención especial, servicios adicionales de perfilaje o pruebas de producción.

El registro de lodo cumple una diversidad de funciones. Como herramienta de correlación, las curvas de ROP y gas total de este registro exhiben una correspondencia notable con las curvas de resistividad y rayos gamma, respectivamente.¹ A lo largo de todo el proceso de perforación, los regis-



| | | | |
|------------|------------|-----------|------------|
| Bit Depth | 5507.5 ft | TVD Depth | 5506.5 ft |
| Tot. Depth | 5507.5 ft | LAG Depth | 5423.4 ft |
| HK Hght | 19.8 ft | ROP ins h | 97.16 ft/h |
| WOB | 175.6 klbs | Sum 1 h | 437.6 bbl |
| WOB | 33.3 klbs | PLW OUT h | 39.42 % |
| RPM | 94 rpm | Pump 1 | 69 spm |
| TORQUE | 5239 lb*f | Pump 2 h | 71 spm |
| FLWpmps | 493.64 gpm | Vol +/- | -7.1 bbl |
| SPP 1 | 1425 psi | STD Cntrh | 75 nbs |
| TVD Depth | 5506.5 ftm | LAGtim | 55.2 min |
| PIT 1 | 103.66 bbl | PT GAS ma | 16 Unit |
| PIT 2 | 134.53 bbl | C1 main | 2783 ppm |
| PIT 3 | 144.0 bbl | C2 main | 31 ppm |
| Slug Pt1 | 51.4 bbl | C3 main | 0 ppm |
| TTK | 4.0 bbl | IC4 main | 13 ppm |
| PVT | 386.2 bbl | nC4 main | 0 ppm |
| TMP IN | 90.4 deg | MW IN | 9.8 ppq |
| TMP OUT | 69.1 deg | MW OUT | 9.8 ppq |



tros de lodo proporcionan correlaciones en tiempo real con los registros de pozos vecinos y ayudan al operador a localizar la posición de la barrena en relación con las formaciones objetivo. Dado que se basa en muestras físicas, el registro de lodo proporciona una identificación positiva y directa de la litología y el contenido de hidrocarburos. Esta información puede ser de utilidad cuando las características de la formación hacen que la interpretación de registros adquiridos con cable o LWD se vuelva complicada o ambigua. Además, permite subsanar las falencias cuando no se han obtenido otras mediciones de ese tipo. Por consiguiente, si se integra con mediciones LWD o mediciones obtenidas con herramientas operadas con cable, núcleos y datos de pruebas de pozos, el registro de

lodo proporciona evidencias independientes para una comprensión más integral de las condiciones del yacimiento y la geología.

El alcance del servicio básico de registros de lodo se ha ampliado a lo largo del tiempo, con la incorporación de más datos en la unidad de adquisición de registros aportados por sensores adicionales; cuya diversidad varía entre cromatógrafos de gas e indicadores del peso sobre la barrena y del nivel de las piletas de lodo. Ahora, el servicio de registros de lodo típicamente rastrea la ROP, la litología, los indicadores visuales de hidrocarburos, el gas combustible total presente en el lodo y los compuestos de hidrocarburos individuales existentes en el gas, además de numerosos parámetros de perforación. Como centro para

el monitoreo de las operaciones de perforación y los sensores del equipo de perforación, la unidad de registros de lodo se ha convertido en una fuente de información crucial para el representante de la compañía, el perforador y el geólogo.

El rol del analista de registros de lodo adquiere más relevancia cuando se produce un cambio de la velocidad de avance de la perforación, o un incremento significativo de la ROP. En esos casos, el analista alerta al representante de la compañía y solicita que se interrumpa la operación de perforación hasta que se hagan circular a la superficie el lodo y los recortes provenientes de la cara de la barrena. Si el análisis del lodo indica la presencia de hidrocarburos —lo que se conoce como *rastro (manifestación)*— el analista de

registros de lodo lo hace saber al geólogo, que puede optar por extraer núcleos del intervalo o someterlo a una prueba. Los geoquímicos y los bioestratígrafos también cuentan con los analistas de registros de lodo para recolectar las muestras representativas necesarias para efectuar correlaciones y desarrollar modelos geológicos.

Desde el punto de vista de la perforación, la tarea más importante del analista de registros de lodo es el monitoreo del gas. Las tendencias del gas presente en el lodo, que se desarrollan durante la perforación, forman parte integrante de la evaluación de la balanza de lodo y la identificación de formaciones potencialmente sobrepresionadas. Mediante el rastreo cuidadoso del gas y los parámetros de perforación, el analista de registros de lodo puede reconocer desviaciones inminentes

respecto de las tendencias normales y dar una alerta temprana para que el perforador y el representante de la compañía puedan mitigar el problema mediante el ajuste de la densidad del fluido de perforación o el cierre del pozo. Por consiguiente, el éxito de un pozo y la seguridad de la operación de perforación podrían depender de la rapidez con que un analista de registros de lodo sintetiza e interpreta numerosísimos datos.

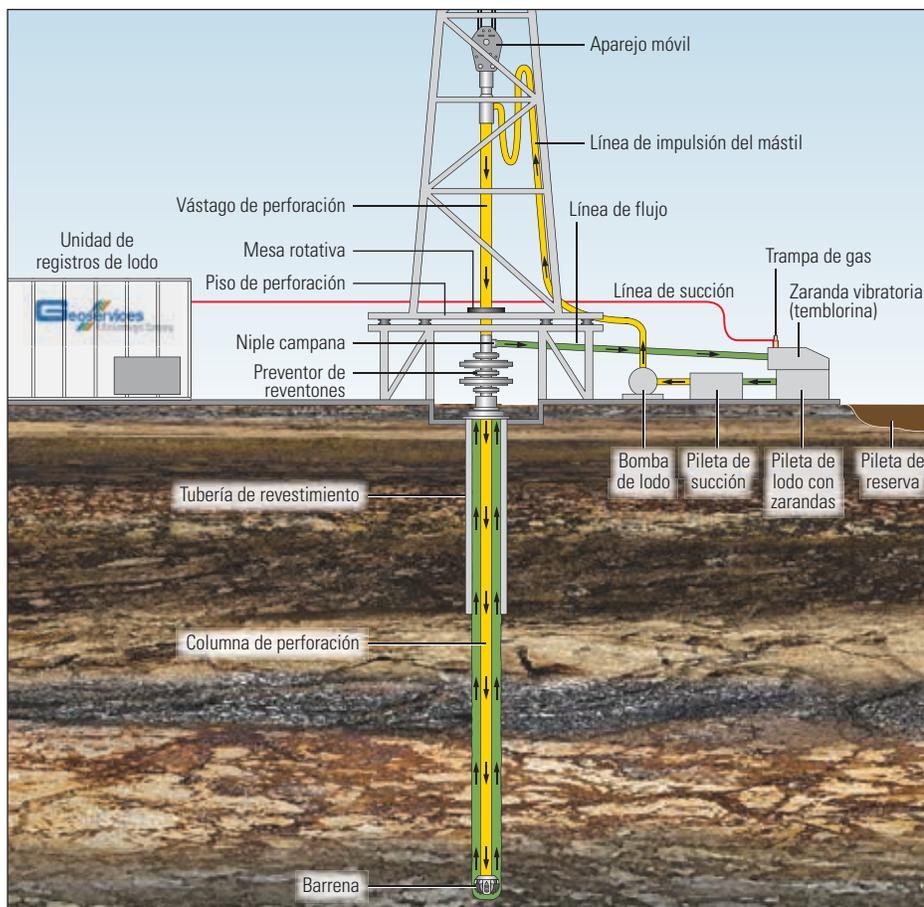
Las capacidades de los registros de lodo han evolucionado con el correr de los años. A mediados de la década de 1950, las muestras de gas se analizaban mediante la técnica de cromatografía en fase gaseosa en el sitio del pozo.

En la década de 1960, las compañías de registros de lodo comenzaron a ofrecer servicios de detección de geopresión.² Los aparatos registra-

dores de eventos automatizados, posibilitados a través del uso de componentes microelectrónicos robustos, fueron incorporados en los procesos de adquisición de registros de lodo durante la década de 1970. Durante la década siguiente, las unidades de registros de lodo ingresaron en la era de la computación. Las computadoras asumieron la tarea de imprimir el registro y liberaron de ésta al analista de registros de lodo, que solía compilar laboriosamente los datos para luego elaborar el registro a mano. Por otra parte, las computadoras permitieron que los analistas organizaran y rastrearán los datos de múltiples fuentes sin experimentar sobrecarga sensorial.

Los avances en materia de computación y tecnología de redes, diseño de sensores de superficie y análisis de muestras están llevando la unidad de registros de lodo al siglo XXI. Hoy en día, existen aún más sensores en la unidad de adquisición de registros y cada uno adquiere datos con una frecuencia de varias veces por segundo. Para manejar este incremento del volumen de datos, un sistema de procesamiento conocedor del contexto —sobre la base de líneas de tendencias generadas por computadora y una biblioteca de modelos establecidos— facilita la comprensión de los datos para el analista de registros de lodo y otros usuarios. Las imágenes digitales de las muestras vistas con el microscopio pueden ser transmitidas rápidamente desde la localización del pozo hasta la oficina del cliente. Y se han desarrollado nuevos métodos de muestreo y análisis de gas para extraer las propiedades geoquímicas en el sitio del pozo.

Este artículo describe cómo se arma un registro de lodo básico, examina las técnicas de extracción de muestras y análisis utilizadas en la evaluación de formaciones y analiza los métodos básicos de monitoreo de la presión. Una sinopsis de la tecnología de sensores reciente provee un mapa del trayecto evolutivo que abarca desde la evaluación básica de formaciones hasta el análisis avanzado de los gases presentes en el lodo para los geólogos y los servicios de integridad de pozos para los perforadores.



^ Sistema de circulación de lodo. El lodo de perforación, extraído de la pileta de succión y bombeado a través de la tubería de superficie, es enviado hacia el fondo del pozo a través de la parte central de la columna de perforación e ingresa en el agujero descubierto a través de las boquillas de la barrena (no mostradas aquí). El lodo enfría y lubrica la barrena, y luego transporta los recortes y fluidos de formación a medida que se desplaza hacia arriba en el espacio anular que existe entre la sarta de perforación y la pared del pozo. En la superficie, el lodo y los fluidos y recortes de formación son desviados a través de una salida lateral existente en el niple campana y a través de una línea de flujo inclinada hasta la zaranda vibratoria. Un agitador de lodo, o trampa de gas, se posiciona en la caja de retorno de la zaranda para liberar el gas presente en el lodo. Una línea de succión en el extremo superior del agitador extrae el gas presente en el lodo con sifón y lo envía a la unidad de registros de lodo para su análisis. El lodo fluye por la zaranda, donde los filtros (cedazos) separan el lodo de los recortes y el lodo retorna a la pileta de lodo con zarandas.

2. El término "geopresión" es sinónimo de presión de formación. En la jerga petrolera común, el término se refiere a una condición de presión de fluido anómala que es superior o inferior a la condición de presión hidrostática normal para una profundidad dada. La presión normal, la sobrepresión o la subpresión es equivalente, superior o inferior a la presión hidrostática, respectivamente.

Para obtener más información sobre este tema, consulte: Barriol Y, Glaser KS, Pop J, Bartman B, Corbiell R, Eriksen KO, Laastad H, Laidlaw J, Manin Y, Morrison K, Sayers CM, Terrazas Romero M y Volokitin Y: "Las presiones de las operaciones de perforación y producción," *Oilfield Review* 17, no. 3 (Invierno de 2005/2006): 26-47.

3. Whittaker A: *Mud Logging Handbook*. Englewood Cliffs, Nueva Jersey, EUA: Prentice Hall, 1991.

La mecánica de la obtención de registros de lodo

En el campo petrolero, el fluido de perforación forma parte integrante de todo proyecto de perforación. Sea a base de agua, a base de aceite o a base de gas, el fluido de perforación es vital para el proceso de construcción del pozo:

- Fluye bajo presión a través de las boquillas de chorro de la barrena para limpiarla y remover el calor de su cara.
- Transporta los recortes de perforación desde la cara de la barrena hasta la superficie, por lo que desempeña un rol esencial en el proceso de limpieza del pozo.
- Compensa la presión de fondo de pozo para ayudar a mantener la estabilidad del pozo y prevenir el influjo de fluidos de formación que podrían producir reventones.

Con el tiempo, se han desarrollado (y a veces descartado) numerosas variaciones de la mezcla básica de fluidos de perforación a base de arcilla y a base de agua dulce. Las variaciones conocidas se basan en agua salada, aceite mineral, aceite diésel, polímeros, nitrógeno, bruma y espuma. Cada uno de estos tipos posee propiedades específicas que ofrecen un desempeño superior en ciertos ambientes de perforación. Además, cada uno requiere adaptaciones especiales a la hora de obtener registros de lodo: algunos requieren técnicas de muestreo diseñadas a medida; otros, procedimientos especiales de lavado de muestras. Esta sección se centra en el más simple de los ambientes, en el que se utilizan lodos de perforación a base de agua dulce.

La práctica de obtención de registros de lodo depende considerablemente del sistema de circulación de lodo, que transporta los recortes y los fluidos de formación a la superficie. Las bombas de lodo de alta presión extraen el fluido de perforación de los tanques de superficie y lo envían hacia el fondo del pozo a través de la columna de perforación (página anterior). El lodo sale de la sarta de perforación a través de las boquillas existentes en la cara de la barrena. La presión de las bombas impulsa el lodo hacia arriba, a través del espacio anular existente entre la columna de perforación y la tubería de revestimiento, para que salga en la superficie a través de una línea de flujo situada por encima del preventor de reventones. Luego, el lodo pasa por un tamiz vibratorio de la zaranda, en donde los recortes de formación son separados del lodo líquido. El lodo cae en las piletas de lodo a través de los filtros antes de ser bombeado nuevamente al pozo.

A medida que una barrena atraviesa el subsuelo, la roca que tritura —junto con cualquier



^ Muestra de recortes. Habiendo sido limpiados y secados, estos recortes de lutitas serán examinados con un microscopio.

volumen de agua, petróleo o gas contenido en ella— es transportada a la superficie por el lodo de perforación. Qué llega a la superficie y cuándo son aspectos fundamentales para la ciencia de los registros de lodo. El tipo de material y la secuencia cronológica de su arribo son afectados en grado variable por las prácticas de perforación, la litología y la presión.

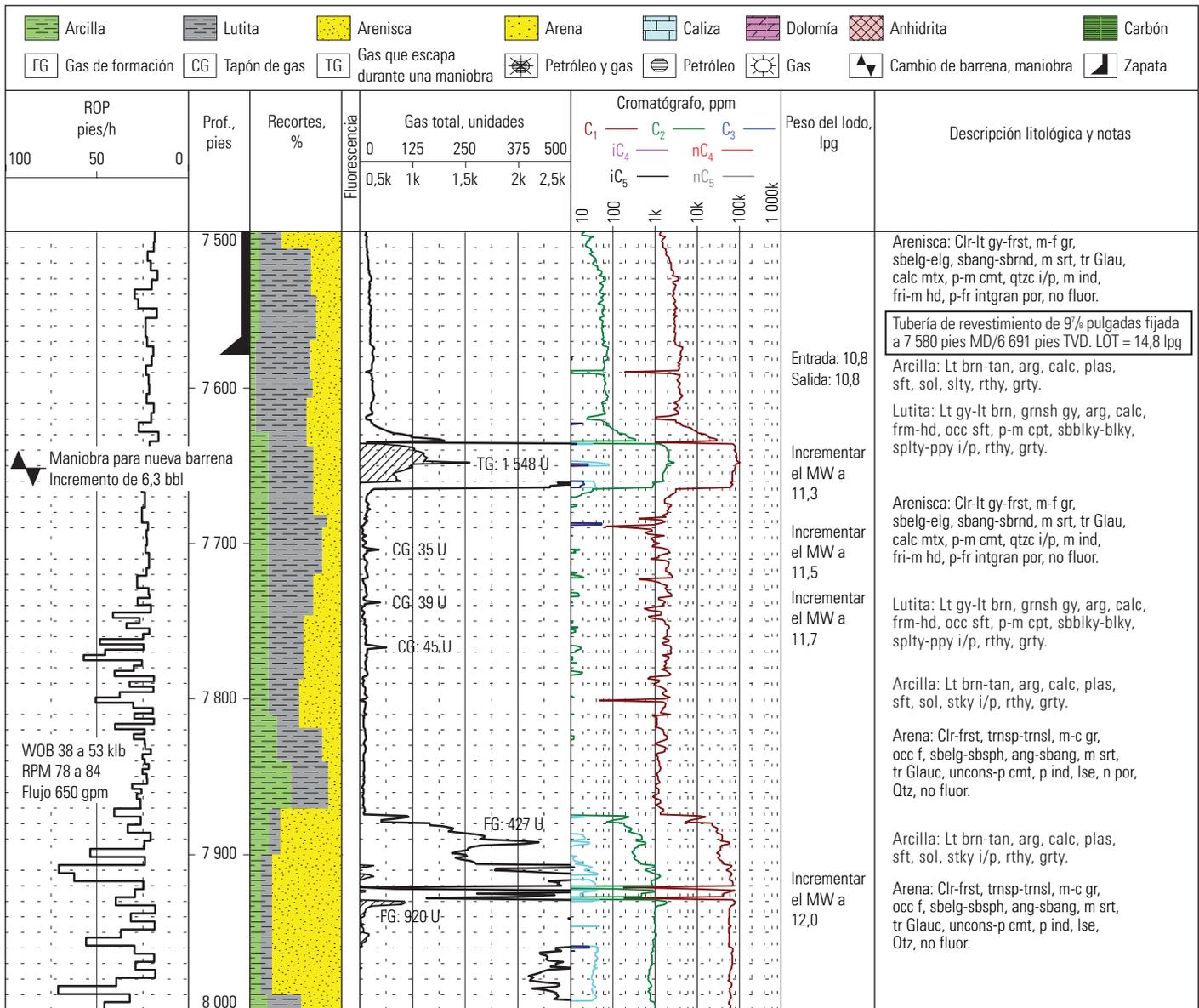
El analista de registros de lodo requiere muestras de recortes de formación para determinar la geología del subsuelo a una profundidad dada. Por consiguiente, los recortes deben ser suficientemente grandes para quedar atrapados en los filtros de las zarandas o del separador de limo. En promedio, el tamaño de los recortes de rocas es aproximadamente equivalente al de los granos de café (arriba). Su tamaño es controlado en gran medida por el grado de consolidación de la roca, además de su granulometría y su cementación. En la lutita, la presión puede afectar el tamaño de los recortes, y los derrumbes alargados y grandes de lutita desmenuzada que se desprenden de la pared del pozo constituyen un fuerte indicador de la existencia de sobrepresión. El tipo de barrena también desempeña un rol significativo. Las barrenas de conos giratorios con dientes de bisel producen recortes más gruesos que las que poseen botones de carburo. Las barrenas de un compuesto policristalino de diamante (PDC) en las formaciones blandas utilizan habitualmente cortadores grandes que generan recortes grandes (derecha).

Las formaciones más duras requieren cortadores de PDC más pequeños, que generan recortes de menor tamaño.

El volumen de recortes que fluyen a través de la zaranda es una función del tamaño de la barrena y la ROP.³ El tamaño de la barrena controla el área en sección transversal del pozo. La ROP controla el espesor del intervalo perforado a lo largo de un periodo dado. A su vez, estos factores son afectados por la velocidad de bombeo, el peso sobre la barrena (WOB), la velocidad de rotación, la viscosidad del fluido y la densidad del lodo, aludida comúnmente como peso del lodo (MW).



^ Recortes provenientes de una barrena de PDC. La arcilita presente en un tamiz de un analista de registros de lodo muestra las marcas de la herramienta, que constituyen una prueba de la acción de cizalladura de una barrena de PDC.



^ Extracto de un registro de lodo básico. Un registro de lodo generalmente muestra la ROP, la profundidad, la litología de los recortes, las mediciones de gas y las descripciones de los recortes. Además, puede contener notas sobre la reología del lodo o los parámetros de perforación. Este registro documenta una operación de perforación de rutina, con la tubería de revestimiento fijada en un intervalo arcilloso a 7 580 pies. Después de continuar perforando a través de una ventana de la tubería de revestimiento y efectuar una prueba de admisión (pérdida de fluido) (LOT), la ROP osciló entre aproximadamente 7,6 y 9 m/h [25 y 30 pies/h]. Una maniobra para colocar una barrera nueva a 7 650 pies se tradujo en 1 548 unidades de gas escapado durante la maniobra (TG). Durante la perforación en condiciones de casi balance, se observaron incrementos pequeños del tapón de gas (CG) luego de cada conexión, lo que instó al perforador a aumentar el peso del lodo. Un incremento de la ROP a 7 890 pies significó un cambio de la velocidad de avance, acompañado por un incremento del contenido de arena y un rastro de gas, que alcanzó un pico de 920 unidades de gas (FG). Los resultados del detector de gas se expresan en partes por millón (ppm) de metano equivalente en el aire sobre una base volumétrica, donde 10 000 ppm es igual a 1% de metano o 50 unidades. El cromatógrafo de gases de la localización del pozo generalmente rastrea el metano [CH₄] —denotado como C₁— además de los siguientes constituyentes: etano [C₂H₆] o C₂, propano [C₃H₈] o C₃, butano normal y los isopolímeros de butano [C₄H₁₀] o nC₄ y iC₄ y pentano [C₅H₁₂] o nC₅ y iC₅.

Para caracterizar la litología de un determinado intervalo de un pozo, el analista de registros de lodo debe dar cuenta de la velocidad de transporte de los recortes para determinar correctamente el tiempo que requieren los recortes para viajar desde la cara de la barrena hasta la zaranda vibratoria. Este tiempo de retraso se incrementa con la profundidad e implica sólo algunos minutos durante la perforación de la sec-

ción superior de un pozo pero se extiende a varias horas en las secciones más profundas. La determinación exacta del tiempo de retraso es crucial para la correlación precisa de los recortes y las muestras de fluidos con las formaciones y las profundidades a partir de las cuales se originan.

Un método de determinación del tiempo de retraso consiste en calcular el tiempo requerido para desplazar el volumen anular total de fluido

de perforación. Este método exige que el analista de registros de lodo tome en cuenta la longitud y el diámetro del agujero descubierto, la capacidad y el desplazamiento de los tubulares —tubo ascendente, tubería de revestimiento y columna de perforación— además de la entrega de la bomba de lodo, con cálculos independientes efectuados con cada cambio producido en el diámetro del pozo o de la tubería. No obstante, el resultado

calculado tiende a ser optimista y subestima el volumen del pozo porque no toma en cuenta la rugosidad o los derrumbes, que afectan el volumen del lodo y la velocidad de flujo.

Un método más confiable de determinación del tiempo de retraso implica la utilización de un trazador que se bombea hacia el fondo del pozo y se detecta en el momento en que retorna a la superficie. Se han sometido a prueba diversas sustancias trazadoras, que van desde avena, maíz o arroz hasta pintura, pepitas de carburo de calcio o gas inyectado, pero algunos tipos se evitan por temor a sus efectos sobre el equipo de fondo de pozo y otros se utilizan solamente en ciertas regiones.⁴ En la mayoría de los casos, el trazador simplemente se envuelve en papel de seda y luego se inserta en la columna de perforación cuando se efectúa una conexión en el piso de perforación. El papel se desintegra en su viaje a través de la columna de perforación y el trazador atraviesa las boquillas de la barrena. El analista de registros de lodo pone en marcha un temporizador cuando se encienden las bombas, y se calcula el tiempo que requiere el trazador para circular hasta el fondo del pozo y de regreso a la superficie de manera que el analista de registros de lodo pueda anticipar su arribo. El temporizador se apaga cuando el trazador llega a la zaranda vibratoria. Si se conoce la velocidad de bombeo y el diámetro interno de la columna de perforación, el analista de registros de lodo puede calcular el volumen de fluido contenido en la tubería hasta la profundidad total (TD); luego, conociendo el desplazamiento de la bomba, se puede calcular el número de emboladas necesarias para bombear el trazador al fondo del pozo. El analista de registros de lodo puede convertir este valor al tiempo que le lleva al trazador desplazarse desde la superficie hasta la barrena. Si se sustrae este tiempo del tiempo medido total, es posible computar el tiempo de retraso desde la barrena hasta la superficie.

4. El carburo de calcio $[CaC_2]$ reacciona con el agua del fluido de perforación $[CaC_2 + 2H_2O \rightarrow C_2H_2 + Ca(OH)_2]$. El acetileno $[C_2H_2]$ producido en esta reacción es un gas que no se encuentra normalmente en los sedimentos. A su vez, el acetileno será captado en la trampa de gas, y este arribo será detectado automáticamente por el detector de gas y el cromatógrafo de gases de la unidad de adquisición de registros de lodo.

5. La ECD es la densidad efectiva ejercida en una profundidad dada por el fluido en circulación contra la formación. La ECD se calcula de la siguiente manera: $ECD = d + P/(0,052 \times D)$, donde d es el peso del lodo en libras por galón (lbm/galón US); P es la caída de presión en psi (lpc) producida en el espacio anular entre la profundidad, D , y la superficie; D es la profundidad vertical verdadera en pies y 0,052 es el factor de conversión de psi/pie a lbm/galón US.

6. En este caso, el suaveo se refiere a una leve reducción de la presión anular causada por el movimiento de la tubería durante una conexión. El volumen de gas producido en el pozo como resultado del suaveo depende de la reología del lodo, de la velocidad de la tubería durante el movimiento y del diámetro de la tubería y del espacio anular.

El tiempo de retraso también puede medirse en emboladas de la bomba de lodo. Los sensores colocados en las bombas de lodo detectan el movimiento del pistón y transmiten una señal al dispositivo de visualización del cuenta-emboladas de la bomba de la unidad de registros de lodo. Los cuenta-emboladas se fijan en cero cuando el trazador se inserta en la columna de perforación y se leen cuando el trazador llega a la superficie. Un cuenta-emboladas agrega incrementos sólo cuando la bomba se encuentra en funcionamiento; por consiguiente, su velocidad refleja la velocidad de bombeo verdadera, a pesar de las interrupciones efectuadas por conexiones o tareas de mantenimiento de la bomba. El número de emboladas de la bomba necesarias para bombear el trazador hacia la barrena en el fondo del pozo se sustrae del recuento total con el fin de determinar el número de emboladas requeridas para hacer circular el lodo y los recortes desde la barrena hasta la superficie.

En general, el tiempo de retraso se mide diariamente y en cada profundidad de entubación. El tiempo de retraso calculado es útil para determinar el impacto de los derrumbes de formación entre los intervalos de retraso medidos. Por ejemplo, un trazador de carburo se coloca en la columna de perforación durante una conexión. Después de 1 800 emboladas de la bomba, los detectores de gas registran un pico de acetileno. Dado que el tiempo de retraso calculado fue de 1 710 emboladas, esta diferencia del 6% en el tiempo de retraso puede ser atribuida al ensanchamiento del pozo. Si se multiplica el desplazamiento de la bomba por la diferencia en las emboladas, es posible determinar el volumen total de derrumbes del pozo. Este volumen se utiliza también para extrapolar los cálculos del tiempo de retraso más allá del punto de retraso medido.

En algunos casos, otro tipo de gas puede ayudar a los analistas de registros de lodo a rastrear el tiempo de retraso. El tapón de gas es detectado generalmente cuando se perfora en condiciones de casi balance, en las que la presión ejercida por el lodo se mantiene cercana a la presión de formación. Cuando se efectúa una conexión en el piso de perforación, las bombas de lodo se detienen y la tubería se levanta para retirar la barrena del fondo. Con las bombas apagadas, el peso efectivo del lodo se reduce, pasando de la densidad de circulación equivalente (ECD) al peso estático del lodo, y la herramienta suavea levemente al pozo a medida que se levanta la tubería.⁵ Estas condiciones pueden producir una reducción suficiente de la presión hidrostática de fondo de pozo para que la formación produzca cantidades pequeñas de gas.⁶ Cuando está presente, este tapón de gas es detectado en un

intervalo de retraso después de efectuada una conexión. Cada ocurrencia de este gas refleja la cantidad de retraso para la profundidad de la barrena cuando se efectuó la conexión.

Evaluación de formaciones básica

En su forma más básica, el registro de lodo es un registro de la velocidad de avance, la litología de los recortes, el gas combustible total y los compuestos de hidrocarburos individuales llevados a la superficie durante las operaciones de perforación. El registro de lodo es un registro condensado de la geología del subsuelo, los hidrocarburos encontrados y las actividades notables durante la perforación del pozo ([página anterior](#)).

La curva ROP registra el tiempo que requiere la barrena para penetrar cada metro o pie, según las determinaciones de un sensor del malacate. Esta curva puede ser representada gráficamente como una gráfica escalonada o como una línea continua, la cual se incrementa de derecha a izquierda. Cuando se exhibe de esta manera, la curva ROP responde a los cambios en el tipo de roca o la porosidad casi de la misma manera que la curva de potencial espontáneo o de rayos gamma, lo que permite la correlación fácil entre estas curvas.

Una diversidad de factores afecta la ROP, incluidos el tipo de roca, la porosidad, el peso sobre la barrena, el peso del lodo y la velocidad de rotación (rpm), además del tipo, diámetro y condición de la barrena. Dado que las prácticas de perforación afectan la ROP al igual que lo hace la geología, el analista de registros de lodo anota ciertos parámetros de perforación al lado de la curva ROP, especialmente cuando éstos cambian.

La curva ROP es interpretada de la misma manera que un registro de rayos gamma. Por lo general, se establece una línea base de la lutita a través de un intervalo de gran espesor de perforación normalmente lenta y consistente; la interferencia de la lutita puede ser verificada a través del análisis de los recortes de formación. Las desviaciones respecto de esta línea base de la ROP pueden indicar un cambio de litología u otras variables de fondo de pozo. Por ejemplo un cambio de la velocidad de avance de la perforación puede significar un cambio de lutita a arenisca o un incremento de la presión de fondo de pozo producido por el cruce de una falla. Una reducción repentina de la ROP, a la que a veces se alude como *cambio inverso de la velocidad de avance de la perforación*, puede indicar una transición a rocas de mayor densidad o señalar un problema con la barrena. Estos indicadores deben ser ponderados en función de otras mediciones para determinar su causa verdadera.

La columna litológica se basa en el análisis de las muestras de recortes retrasadas. Las muestras son recolectadas generalmente a intervalos regulares —por ejemplo, cada 3 m [10 pies] o cada 10 m [30 pies]— y antes del viaje de salida del pozo. También son recolectadas cuando las curvas ROP o las curvas de gas exhiben desviaciones significativas respecto de las tendencias establecidas, lo que indica cambios en las características de la formación. La columna litológica muestra una estimación de la litología bruta o total como un porcentaje de recortes, expresado en incrementos del 10%.

La muestra de recortes se lava, se seca y se examina con un microscopio binocular. Luego, la muestra se describe en términos de la litología, el color, la granulometría, la forma, la clasificación, la porosidad, la textura y otras características relevantes al tipo de roca en particular (abajo).

La presencia de hidrocarburos puede no resultar obvia —incluso bajo un microscopio— de modo que cada muestra es sometida a una diversidad de pruebas simples para examinar si existen hidrocarburos. Primero, la muestra es examinada con una luz ultravioleta (UV). La fluorescencia es

una prueba extremadamente sensible para detectar la presencia de hidrocarburos en el lodo, los recortes de perforación y los núcleos. La fluorescencia de la muestra se evalúa según el color (de marrón a verde, dorado, azul, amarillo o blanco), intensidad y distribución. El color de la fluorescencia puede indicar la densidad del petróleo; los colores oscuros son indicativos de una baja gravedad API; es decir, petróleos pesados, en tanto que los colores claros indican una alta gravedad API; es decir, petróleos livianos.

Dado que la fluorescencia puede atribuirse a numerosas causas, los recortes que emiten rayos de luz fluorescente se separan de la muestra principal para un examen posterior. Varios aditivos para lodo, el petróleo presente en la roca y ciertos tipos de minerales —tales como la piritita y la calcita— pueden hacer que una muestra manifieste fluorescencia. El analista de registros de lodo debe comparar los aditivos para lodo contra los recortes de rocas para reconocer los efectos de los aditivos. La fluorescencia de los minerales puede asemejarse considerablemente a la fluorescencia del petróleo, pero la diferencia puede ser confirmada mediante la aplicación de un solvente. La fluores-

cencia de los minerales se mantendrá inalterada, en tanto que la fluorescencia de los hidrocarburos parecerá fluir y difundirse en el solvente a medida que el petróleo se disuelve. Esta difusión se conoce como *fluorescencia de corte*, o más comúnmente como *corte* solamente. Bajo la luz UV, puede observarse cómo los hidrocarburos fluyen desde los poros de las rocas hacia el solvente circundante, volviéndolo turbio. Si no se observa corte alguno, la muestra se deja hasta que el solvente se evapora y luego se examina una vez más bajo la luz UV. La presencia de un anillo fluorescente alrededor de la muestra indica que el solvente ha liberado hidrocarburos (próxima página, arriba). El analista de registros de lodo observará si el corte es inmediato o demorado, para proporcionar una inferencia cualitativa de la permeabilidad.

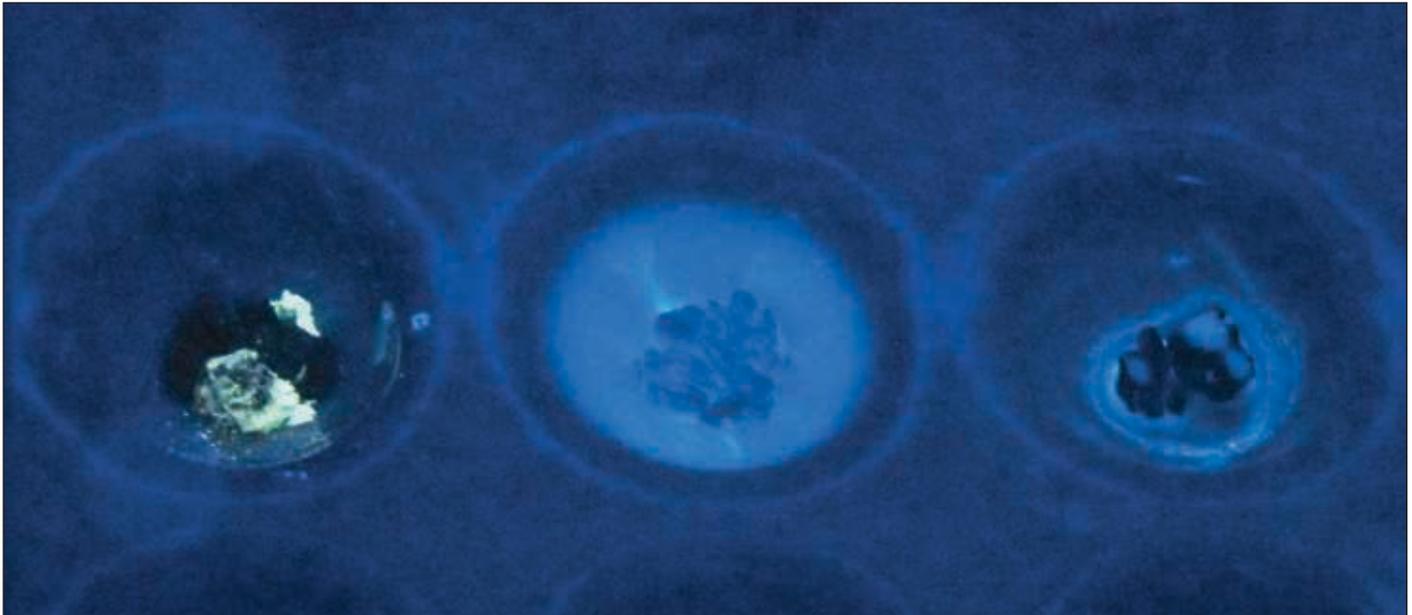
7. La mojabilidad es la preferencia de un sólido por estar en contacto con un fluido en vez de otro. Las interacciones intermoleculares entre la superficie del sólido y el fluido controlan el comportamiento mojante.

Para obtener más información sobre la mojabilidad, consulte: Abdallah W, Buckley JS, Carnegie A, Edwards J, Herold B, Fordham E, Graue A, Habashy T, Seleznev N, Signer C, Hussain H, Montaron B y Ziauddin M: "Los fundamentos de la mojabilidad," *Oilfield Review* 19, no. 2 (Otoño de 2007): 48–67.



| Descripción de la muestra de recortes | |
|--|---------------------------|
| 1. Nombre de la roca | |
| 2. Color | |
| 3. Dureza, fisilidad | |
| 4. Elementos o granos | |
| Clásticos | Carbonatos |
| a. granulometría | a. naturaleza del "grano" |
| b. redondez | b. tamaño del "grano" |
| c. esfericidad | |
| d. clasificación | |
| 5. Cemento y matriz | |
| Clásticos | Carbonatos |
| a. abundancia | a. abundancia |
| b. naturaleza | b. cristalinidad |
| 6. Accesorios, fósiles | |
| 7. Estimación visual de la porosidad | |
| 8. Indicaciones de hidrocarburos | |
| a. visual (manchas y exudación) | |
| b. fluorescencia directa (extensión, intensidad y color) | |
| c. fluorescencia de corte (flujo, intensidad y color) | |

^ Examen microscópico. Las muestras lavadas y secadas son examinadas con un microscopio (izquierda) para proporcionar descripciones litológicas (*derecha*) para el registro de lodo. La fotografía del inserto ilustra una muestra típica con una combinación de tipos de rocas con predominio de arcilla gris y una fracción más pequeña de arena clara a blanquecina. En algunas unidades de adquisición de registros se adosa una cámara al microscopio. Ésta permite que el analista de registros de lodo documente en forma exhaustiva las zonas potencialmente productivas, los minerales poco comunes, las capas guía características o incluso las virutas metálicas (indicativas del desgaste de la tubería de revestimiento o de la barrena) observadas en la muestra.



^ Fluorescencia bajo la luz UV. La fluorescencia de los minerales (colores claros, *izquierda*), observada a menudo en las muestras de rocas, no es un indicador de la presencia de una zona productiva. No obstante, el flujo en el solvente (*centro*) es producido por una muestra petrolífera colocada en el mismo. En la muestra pueden verse dos corrientes tenues de petróleo en las posiciones correspondientes a las 5 en punto y las 11 en punto. A medida que este corte lechoso hace fluir el petróleo en el solvente, le confiere al solvente limpio un matiz azul claro. Después de dejar secar el solvente, cualquier residuo de petróleo producirá un anillo fluorescente en el vidrio de la muestra (*derecha*), lo que resulta de utilidad para la detección de petróleo en las muestras de baja permeabilidad que no producen fácilmente un flujo en el solvente. (Fotografía, cortesía de G. Haines.)

El olor es otro buen indicador de la presencia de hidrocarburos. Si el lodo de perforación es descartado como fuente de un olor a petróleo, debe investigarse la presencia de hidrocarburos. No obstante, la falta de olor no es diagnóstica de ausencia de hidrocarburos, especialmente en las zonas de gas.

Algunos granos de rocas pueden mancharse a través de la exposición al petróleo. El color de la mancha puede variar entre marrón oscuro para los petróleos de baja gravedad API, hasta el incoloro para los petróleos de alta gravedad API y el condensado. La magnitud del manchado o la *exudación* —la descarga lenta de petróleo— en los núcleos o en los recortes petrolíferos es una medida cualitativa de la permeabilidad.

La reacción con el ácido puede constituir un indicador sensible de la presencia de petróleo en las muestras de rocas carbonatadas, siempre que no se hayan agregado fluidos a base de aceite o hidrocarburos al sistema de lodo. Para comprobar la presencia de petróleo, el analista de registros de lodo aplica ácido clorhídrico diluido en algunos fragmentos de roca en una placa para tinción (*derecha*). La presencia de petróleo es indicada por la formación de burbujas grandes a medida que el ácido reacciona con el carbonato en la matriz para liberar el petróleo contenido en los poros de la roca. En algunos casos, el petróleo mostrará un arco iris que brilla en la superficie de la burbuja.

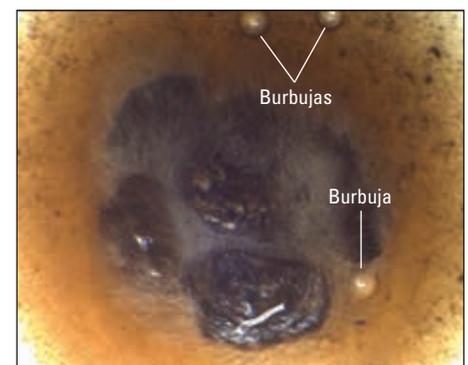
La mojabilidad puede ser evaluada cualitativamente. La incapacidad de una muestra para admitir agua, o la tendencia de los recortes a flotar en el agua, puede indicar que existe petróleo presente y que la muestra se encuentra humedecida con petróleo.⁷ No obstante, las muestras de pozos perforados con aire pueden no humedecerse como resultado de los tamaños pequeños de las partículas y los efectos de la tensión superficial.

Un resultado positivo de cualquiera de estas pruebas de clasificación es considerado un rastro o manifestación de petróleo, que justifica la notificación inmediata al representante de la compañía y al geólogo. El analista de registros de lodo también busca la presencia de rastros de gas mediante el monitoreo del equipo de detección de gas.

El sistema de detección de gas ofrece lecturas casi instantáneas, limitadas solamente por el tiempo de retraso entre la barrena y la superficie. Las líneas de succión transportan una corriente constante de aire y gas desde la trampa de gas, localizada en la zaranda vibratoria, hasta la unidad de adquisición de registros. Allí, los instrumentos sensibles de detección de gas procesan las muestras extraídas del lodo de perforación. La herramienta principal es un detector de ionización de llama (FID), que detecta concentraciones de gas hidrocarburo de tan sólo 5 a 20 ppm. Los resultados del FID se expresan en partes por millón (ppm) de metano equivalente en el aire

sobre una base de volumen, donde 10 000 ppm equivalen a un 1% de metano, o 50 unidades.

Las mediciones del FID se utilizan para representar gráficamente la curva de gas total en el registro de lodo. El gas de fondo —un nivel mínimo, más o menos constante de gas— establece una línea base en la gráfica del gas total. El nivel del gas de fondo puede tener cualquier valor, desde algunas ppm a diversos porcentajes, dependiendo de la formación y de las condiciones de circulación.



^ Reacción de la roca carbonatada con el ácido. El ácido clorhídrico diluido disuelve la roca carbonatada, liberando cualquier volumen de petróleo contenido en su interior. A medida que se disipa, el petróleo vuelve marrón el ácido claro. Las tres burbujas más grandes son el resultado de la mayor tensión superficial causada por la presencia de petróleo.

Un rastro de gas es cualquier incremento significativo del gas detectado, que normalmente también se correlaciona con una zona de incremento de la porosidad o la permeabilidad.

El analista de registros de lodo consulta el cromatógrafo de gas para un análisis más detallado durante la detección de rastros de petróleo o gas. Operando con un ciclo automatizado, el cromatógrafo separa la corriente de gas en diferentes fracciones, de acuerdo con el peso molecular. El tiempo de ciclo —la cantidad de tiempo que se requiere para ciclar una muestra de gas a través de la columna del cromatógrafo— puede variar entre menos de un minuto y varios minutos, dependiendo del tipo de columna de separación de gas utilizado en el cromatógrafo. Los componentes detectados generalmente corresponden al grupo alcanos: metano [C₁], etano [C₂], propano [C₃], butano [C₄] y pentano [C₅]. La medición de estos hidrocarburos livianos ayuda a los geólogos a caracterizar la composición de los fluidos de yacimiento durante la perforación. Dado que cada fluido de yacimiento se compone de especies de hidrocarburos diferentes con pesos moleculares diferentes, las proporciones relativas de hidrocarburos livianos cambian entre un tipo de fluido y otro. La cantidad del gas recuperado y las relaciones de los diversos gases son de utilidad para la identificación de las zonas de petróleo o gas producible.⁸

Monitoreo básico de la presión

Las brigadas de perforación de todo el mundo han tenido que afrontar problemas de presiones de formación anormalmente altas. Las presiones altas tienen lugar en formaciones en las que una capa impermeable, una falla que actúa como sello, un diapiro u otra barrera, restringe el flujo natural de fluidos y el equilibrio de la presión. En estas formaciones sobrepresionadas, los fluidos atrapados en los poros soportan parte del peso de la roca suprayacente. Normalmente, se produce sobrepresión cuando la baja permeabilidad impide que el fluido intersticial escape con la rapidez requerida para la compactación del espacio poroso bajo el peso de los estratos de sobrecarga recién depositados. Cuando el peso de la sobrecarga comprime el fluido atrapado se desarrolla un exceso de presión en un proceso aludido como subcompactación o desequilibrio de la compactación. Esta subcompactación se produce habitualmente cuando existe una transición de un ambiente potencialmente arenoso a otro potencialmente arcilloso.⁹

La detección de las formaciones sobrepresionadas es crucial para el proceso de perforación; a través de la provisión de este servicio, los registros de lodo desempeñan un rol importante en el control de los pozos. A los perforadores les interesa sobremanera reconocer las amenazas inminentes para dicho control, pero la simplicidad del instrumental del piso de perforación a veces dificulta la identificación de cambios sutiles en los parámetros de presión. Una falla no detectada de un sensor o de un dispositivo de visualización del piso de perforación, una distracción en el momento incorrecto o un cambio inesperado en la rutina de la operación de perforación puede impedir que un perforador reconozca la aparición de una situación peligrosa. Mediante la utilización de indicadores de superficie, los analistas de registros de lodo pueden identificar condiciones operativas peligrosas.

Las brigadas de registros de lodo proporcionan más ojos para monitorear los sistemas de perforación, a la vez que correlacionan múltiples parámetros de perforación. A través del examen de los recortes y el monitoreo diligente de la ROP, el gas, el peso del lodo, la densidad volumétrica de la lutita y el volumen de las piletas de lodo, con frecuencia los analistas de registros de lodo pueden detectar una transición de condiciones de presión normales a potencialmente peligrosas.

A medida que la barrena se aproxima a una formación sobrepresionada, pueden observarse cambios característicos en la compactación y la porosidad. La presión de formación puede aproximarse a la presión de fondo de pozo (BHP). Cuando esta diferencia de presión se reduce, la ROP se incrementa a medida que las condiciones de sobre balance de fondo de pozo comienzan a convertirse en condiciones de bajo balance.¹⁰ En consecuencia, la ROP es un parámetro clave para la detección de las formaciones sobrepresionadas.

La porosidad de la lutita se considera desde hace tiempo un indicador confiable del desarrollo de una presión de formación anormal. Dado que el peso de los estratos de sobrecarga hace que la lutita se vuelva más compacta con la profundidad, la ROP normalmente se reduce con la profundidad. Si la velocidad de avance de la perforación se incrementa en la lutita, el perforador y el analista de registros de lodo podrían suponer razonablemente que la porosidad se está incrementando y que la barrena puede estar ingresando en una zona sobrepresionada.

No obstante, numerosos factores inciden en la ROP; el peso sobre la barrena, el peso del lodo, la velocidad de rotación, el tamaño de la barrena

y su condición también afectan la velocidad de avance de la perforación.¹¹ Para dar cuenta de estas variables mecánicas, el analista de registros de lodo computa un exponente de perforabilidad, o exponente *d* (abajo). Algunos analistas de registros de lodo utilizan un exponente *d* corregido (dcs), que factoriza los cambios del peso del lodo o del desgaste de la barrena.¹² Después de calcular el exponente *d* para normalizar la ROP, el analista puede visualizar la perforabilidad como una función de la resistencia de la roca y de la densidad del fluido de perforación.

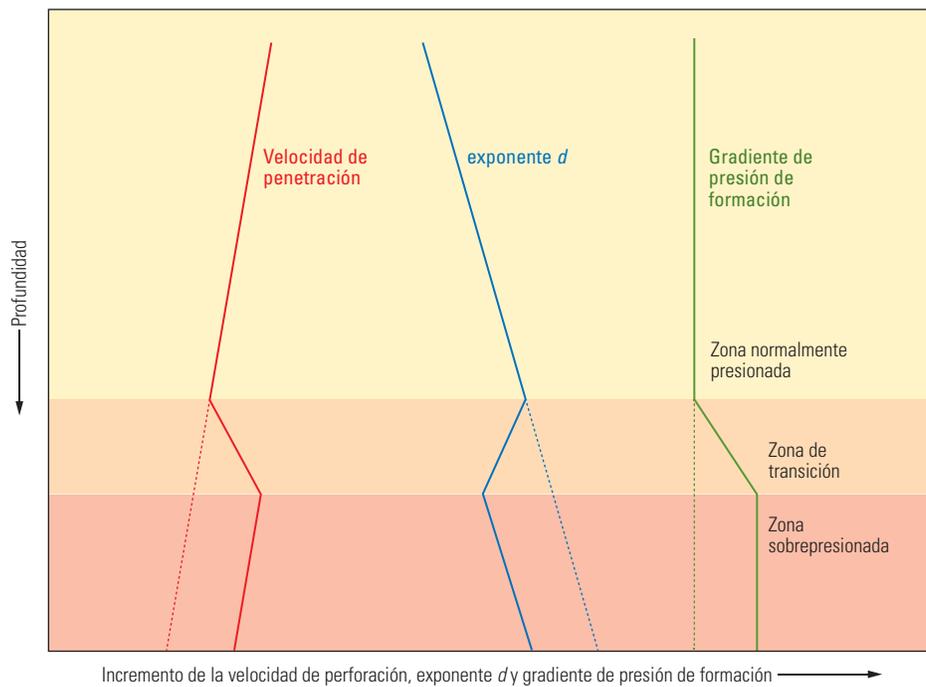
A medida que la compactación y la resistencia de la roca se incrementan con la profundidad, el exponente *d* aumenta cuando atraviesa una litología uniforme, sin cambios en el sobrebalance del lodo ni en el rendimiento de la barrena. Una gráfica del exponente *d* con la profundidad debe reflejar aproximadamente la ROP, la cual muestra una relación inversa con la velocidad de avance de la perforación (próxima página). Un cambio de la velocidad de avance de la perforación aparecerá en la gráfica como una inversión de la curva del exponente *d*.

El arribo de gas en el lodo es otra indicación del fenómeno de desequilibrio de la compactación. Si la presión de formación excede la presión aplicada por la columna de lodo, los fluidos de formación comenzarán a fluir en el pozo. Un influjo rápido de fluidos se denomina golpe de presión (surgencia) y marca la aparición de problemas graves de control de pozo. Si el fluido de formación —especialmente gas— fluye hacia el inte-

$$d = \frac{\log \left(\frac{R}{60N} \right)}{\log \left(\frac{12W}{10^6 D} \right)}$$

donde: *d* = exponente de perforabilidad
R = velocidad de penetración, pies/h
N = velocidad de rotación, rpm
W = peso sobre la barrena, lbm
D = diámetro de la barrena, pulgadas

^ Fórmula para el exponente *d*. El exponente *d* normaliza las variables que pueden incidir en la velocidad de avance de la perforación, lo que hace que la gráfica resultante sea más sensible a la presión de poro (Adaptado de Jorden y Shirley, referencia 11). El exponente *d* varía en forma inversa a la velocidad de penetración. Se han desarrollado variaciones respecto de la ecuación original desde su publicación en 1966; estas variaciones dan cuenta de los cambios producidos en el peso del lodo o en el desgaste de la barrena (Rehm y McClendon, referencia 12.)



^ Efectos de la sobrepresión sobre la velocidad de avance de la perforación y el exponente d . A través de un intervalo arcilloso normalmente presionado, la ROP (línea roja) generalmente se reduce con la profundidad. El exponente d (línea azul) tiende a incrementarse con la profundidad, siguiendo una tendencia de compactación normal. Las desviaciones respecto de estas tendencias pueden estar relacionadas con un fenómeno de subcompactación y pueden indicar que la barrena está avanzando en una zona de sobrepresión.

rrior del pozo sin impedimentos, los efectos pronto serán de tipo cascada. El influjo reducirá el peso total de la columna de lodo, reduciendo la presión efectiva contra la formación que fluye, permitiendo que ésta fluya a mayor velocidad y produciendo un reventón.

8. Para obtener más información sobre la técnica de cromatografía y el análisis de relación de gases, consulte: Haworth JH, Sellens M y Whittaker A: "Interpretation of Hydrocarbon Shows Using Light (C₁-C₂) Hydrocarbon Gases from Mud-Log Data," *AAPG Bulletin* 69, no. 8 (Agosto de 1985): 1305-1310.
9. Bowers GL: "Detecting High Overpressure," *The Leading Edge* 21, no. 2 (Febrero de 2002): 174-177.
10. Dickey PA: "Pressure Detection: Part 3. Well-site Methods," en Morton-Thompson D y Woods AM (eds): *Development Geology Reference Manual*. Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists, AAPG Methods in Exploration Series no. 10 (1992): 79-82.
11. Jordan JR y Shirley OJ: "Application of Drilling Performance Data to Overpressure Detection," *Journal of Petroleum Technology* 18, no. 11 (Noviembre de 1966): 1387-1394.
12. Rehm B y McClendon R: "Measurement of Formation Pressure from Drilling Data," artículo SPE 3601, presentado en la Reunión Anual de la SPE, Nueva Orleans, 3 al 6 de octubre de 1971.
Lyons WC (ed): *Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*, vol 2. Houston: Gulf Professional Publishing (1996): 1045.
13. Dickey, referencia 10.
14. Para obtener más información sobre la prevención y la remediación de las pérdidas de lodo, consulte: Cook J, Growcock F, Guo Q, Hodder M y van Oort E: "Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación," *Oilfield Review* 23, no. 4 (Junio de 2012): 26-37.

Los analistas de registros de lodo deben tratar de interpretar las claves que proporciona la sobrepresión a partir de numerosos parámetros. Un incremento de la temperatura de los retornos de lodo puede ser el resultado de una perforación más rápida y de un incremento de los derrumbes en las lutitas subcompactadas. Los niveles de gas pueden incrementarse como resultado del metano disuelto en el agua intersticial de algunas lutitas sobrepresionadas. El gas que escapa de los recortes es detectado en la unidad de registros de lodo como un incremento del gas total. Sin embargo, este indicador puede ser confuso porque los incrementos del gas total pueden provenir de formaciones petrolíferas o gasíferas o de lutitas ricas en contenido orgánico. El incremento de la porosidad que es característico de las lutitas subcompactadas produce una densidad menor de las lutitas que la observada en las lutitas normalmente compactadas. El analista de registros de lodo utiliza un dispositivo de medición de la densidad de la unidad de adquisición de registros para determinar la densidad de los recortes de lutitas a intervalos regulares.¹³

Un incremento del flujo de retorno, sumado al incremento de los niveles de los tanques de lodo, indica la ocurrencia de un refluo de fluidos de perforación, fluyendo fuera del pozo mayores volúme-

nes de lodo que los que se bombearon en su interior. El nivel de las piletas y los sensores de tasas de flujo monitoreados en el piso de perforación y la unidad de adquisición de registros dispararán una alarma cuando detecten un cambio del nivel del lodo, instando a la brigada de perforación a detener las bombas de lodo, verificar el flujo y prepararse para cerrar el preventor de reventones.

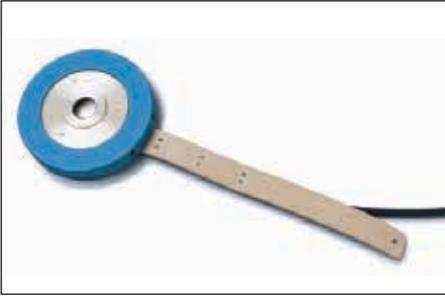
En el extremo opuesto del espectro, se observa una reducción de los niveles de lodo que indica que las bombas de lodo están enviando más fluido al fondo del pozo que el que vuelve a circular a la superficie. Esta pérdida de circulación puede indicar que la formación se ha fracturado y puede tener repercusiones graves, dependiendo de la tasa de pérdida de fluido.¹⁴ Si el nivel del lodo cae demasiado, la reducción de la presión hidrostática de fondo de pozo puede hacer que los fluidos de formación ingresen en el pozo, lo cual produce un golpe de presión similar al que se produce cuando se perfora una zona sobrepresionada.

Un golpe de presión también puede ser indicado por un incremento o una reducción del peso de la sarta de perforación. Es posible que una pequeña infusión de fluido de formación reduzca la flotabilidad del fluido en el espacio anular; un sensor de peso sensible puede indicar este cambio como un incremento del peso de la sarta de perforación. No obstante, dado un golpe de presión sustancial, el fluido de formación puede ingresar en el pozo con una fuerza suficiente para empujar la columna de perforación hacia arriba, lo cual produce una reducción pronunciada del peso indicado de la sarta de perforación.

La capacidad para alertar a las brigadas de perforación acerca de problemas inminentes depende en gran medida de la capacidad del analista de registros de lodo para monitorear los cambios producidos en los parámetros de perforación. Esta capacidad podría no haberse detectado nunca sin la capa extra de hiper-vigilancia derivada de los numerosos sensores instalados en puntos críticos alrededor del equipo de perforación.

Ingreso en el siglo XXI

Los primeros analistas de registros de lodo crecieron acostumbrados a los ruidos del equipo de perforación y a menudo podían decir lo que estaba sucediendo simplemente por el sonido metálico de las llaves del perforador, las revoluciones del motor del malacate y el chirrido del freno del perforador. Cualquier variación que se produjera en la rutina normal y los ritmos del equipo de perforación eran motivo de investigación. Hoy, los sensores robustos y altamente sofisticados adquieren datos con velocidades de varias



^ Sensor del malacate. Este sensor consta de un disco que rota en armonía con los movimientos del tambor de cable. Los movimientos del disco son detectados por los sensores de proximidad, que envían pulsos al procesador principal de la unidad de adquisición de registros.

veces por segundo, a la vez que los sistemas de procesamiento conocedores del contexto ayudan al analista de registros de lodo a integrar todos esos datos.

A través de los años, se ha desarrollado o adaptado un conjunto impresionante de sensores para ser utilizados por las compañías modernas de registros de lodo. Una de ellas, Geoservices, una compañía de Schlumberger, es líder en la industria en materia de tecnología de registros de lodo.¹⁵ En sus 53 años de historia, Geoservices ha desarrollado o adquirido una amplia diversidad de sensores para medir y registrar los parámetros críticos del sistema de desempeño de perforación y circulación. La mayoría de los sensores son intrínsecamente seguros para operar en condiciones peligrosas y deben ser robustos para garanti-

zar un funcionamiento confiable en ambientes de perforación y climas rigurosos. Las señales de los sensores son convertidas de analógicas a digitales lo más cerca posible del sensor para evitar los problemas asociados con la transmisión de la señal analógica y una multitud de cables que corren a través del piso de perforación.

Los sensores de presión miden una diversidad de parámetros cruciales. Estos sensores pueden ser fijados en piezas clave de los componentes del equipo de perforación para obtener mediciones, tales como el peso en el gancho, el peso sobre la barrena, el esfuerzo de torsión, la presión de la tubería de impulsión del mástil, la presión de la tubería de revestimiento y la presión del equipo de cementación.

Mediante la medición de los pequeños movimientos del tambor del malacate, el sensor del malacate ayuda al analista de registros de lodo a rastrear el movimiento de la sarta de perforación y la posición de la barrena durante la perforación o la bajada o extracción de la sarta de perforación del pozo (arriba, a la izquierda). Este sensor se fija en el eje principal del malacate. Las salidas del sensor del malacate ayudan al analista de registros de lodo a determinar la velocidad de avance de la perforación, la posición del gancho y la posición de la barrena.

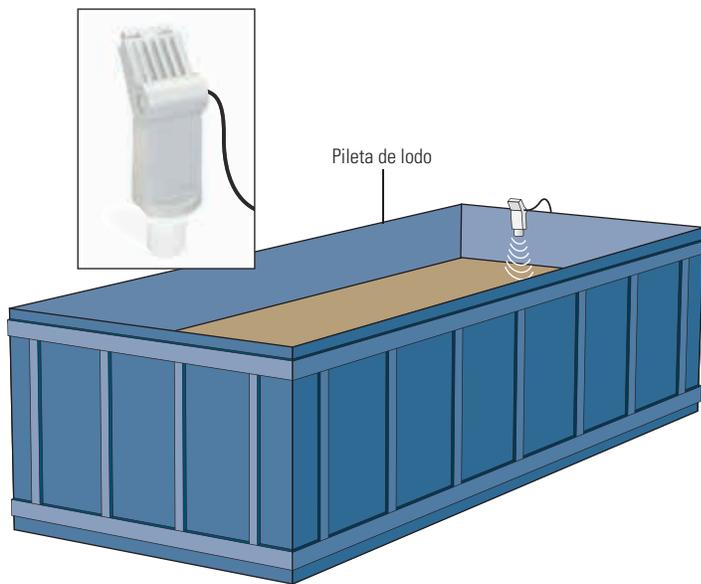
Los sensores de proximidad sin contacto monitorean las emboladas de las bombas y la velocidad de rotación. Las emboladas de las bombas se utilizan para calcular las tasas de flujo del lodo, que son esenciales para la optimización de

la hidráulica de perforación, la estimación del tiempo de retraso y las diversas funciones de control de un golpe de presión. El monitoreo de la velocidad de rotación (rpm) es necesario para evaluar el desempeño de la perforación y calcular el exponente d . El sensor de proximidad emite un campo electromagnético (EM) y utiliza la inducción EM para detectar el pasaje de un activador de metales.

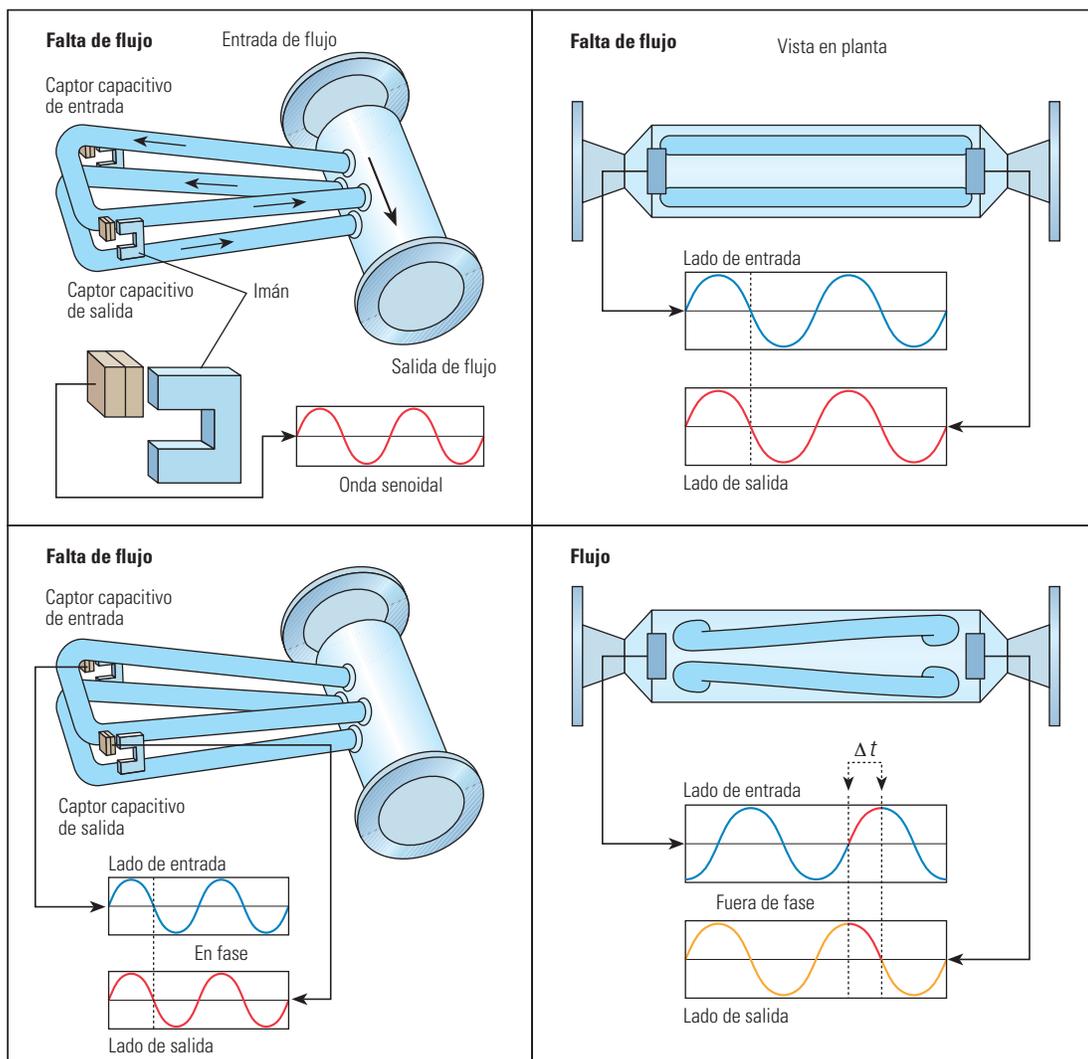
Las variaciones del esfuerzo de torsión a menudo proporcionan las primeras indicaciones de problemas con el equipo de perforación de fondo de pozo. Para una velocidad de rotación dada, un incremento gradual del torque podría indicar que la barrena está gastada y que debe ser reemplazada. Los analistas de registros de lodo también pueden utilizar las variaciones del torque para identificar cambios de formación durante la perforación. Un sensor de esfuerzo de torsión utiliza un transductor, que se engrapa alrededor del cable alimentador del motor eléctrico que energiza la mesa rotativa o la unidad de mando superior. La corriente eléctrica emitida por el motor es proporcional al esfuerzo de torsión aplicado a la sarta de perforación.

La detección de los cambios producidos en el nivel de las piletas de lodo es clave para la seguridad del proceso de perforación. El sensor ultrasónico del nivel de las piletas se posiciona por encima de las piletas de lodo y mide el nivel del fluido. Este sensor emite una onda ultrasónica que se refleja en la superficie del líquido (izquierda). Es liviano, compacto, preciso y altamente confiable, y no requiere piezas móviles o inmersas. La medición precisa del tiempo requerido por la señal ultrasónica para retornar al sensor proporciona la distancia existente entre el sensor y el nivel de líquido de la pileta. En los equipos de perforación flotantes, pueden instalarse múltiples sensores en cada pileta para dar cuenta de las variaciones del nivel del lodo producidas por el movimiento de las olas marinas.

Los sensores de densidad proporcionan mediciones rápidas y precisas de la densidad del fluido de perforación; pueden detectar cambios leves en el peso del lodo, lo que hace posible que el analista de registros de lodo alerte a la brigada de perforación acerca de un influjo de fluidos de formación de densidad más baja en el pozo. Los sensores de densidad también se utilizan para monitorear el agregado de espesantes o fluido al sistema de lodo. La densidad del lodo es medida con dos sensores de presión inmersos a diferentes profundidades en la pileta de lodo y se calcula a partir del diferencial de presión y de la profundidad entre los sensores.



^ Sensor del nivel de la pileta. Este dispositivo (*inserto*) emite una serie de pulsos ultrasónicos para detectar los cambios producidos en el nivel del fluido en la pileta de lodo.



▲ Medidor de flujo tipo Coriolis. Estos medidores se instalan en la línea de flujo. Cuando no hay flujo presente, la corriente que atraviesa los captors capacitivos (*extremo superior izquierdo*) genera ondas senoidales tanto en el lado de entrada como en el lado de salida del medidor (*extremo inferior y extremo superior derechos*) que se encuentran en fase entre sí. El fluido que se desplaza a través de los tubos hace que éstos se tuerzan en direcciones opuestas (*extremo inferior derecho*) y también hace que las ondas senoidales se desfasen en un factor Δt , que puede ser convertido a la tasa de flujo másico.

Existen tres tipos de sensores de flujo disponibles para el monitoreo continuo del flujo de fluido de perforación:

- La paleta de flujo de lodo mide la altura del lodo en la línea de flujo de retorno del lodo. Si se conecta a la computadora del sistema de adquisición de registros, el sensor proporciona un diagrama continuo de la altura relativa. El analista de registros de lodo puede fijar las alarmas para una altura de flujo superior e inferior a los límites preseleccionados.
- El medidor de flujo electromagnético es un medidor de flujo volumétrico que opera según el principio de la inducción magnética. Puede ser instalado en la línea de impulsión del mástil

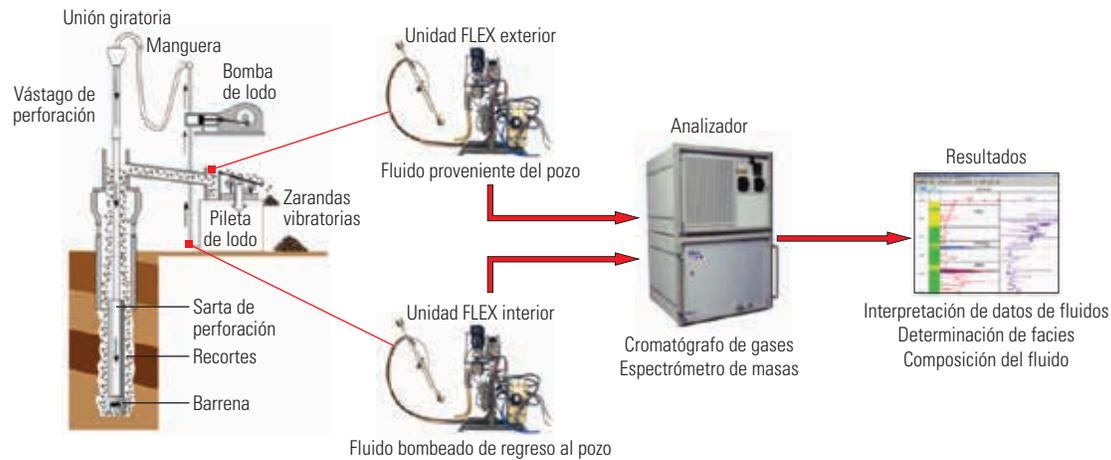
para medir el flujo que ingresa en el pozo y en la línea de flujo de retorno para medir el flujo que sale del pozo. Cada unidad de sensor reemplaza una sección corta de la tubería en la que se instala.

Cada sensor consta de un par de electrodos circulares nivelados con el interior de la tubería. Cuando se energiza el sensor, se establece un campo magnético que forma ángulos rectos con el eje de la tubería, lo cual genera una diferencia de potencial entre los dos electrodos, que es proporcional a la tasa de flujo de fluido. El medidor de flujo electromagnético opera en los lodos a base de agua o en los lodos en los que la fase continua es conductiva. La conexión con la computadora del sistema de adquisición de registros permite el monitoreo en tiempo real y el registro

permanente de los parámetros de flujo además del cálculo automatizado del flujo diferencial, que es esencial para la detección confiable de golpes de presión o pérdidas de poco volumen.

- El medidor de flujo tipo Coriolis mide con precisión el flujo másico, la temperatura y la densidad de un fluido, gas o lechada en circulación a presiones entre bajas y moderadas. El sensor, instalado generalmente en un canal de derivación adicionado a la línea de flujo de retorno, utiliza el efecto Coriolis para medir el flujo (**arriba**). El fluido ingresa en el sensor y pasa a través de un par de tubos de flujo, que vibran y se tuercen libremente bajo la influencia del flujo de fluido. El flujo se mide mediante la cuantificación de la cantidad de torsión en los tubos de flujo, que es proporcional a la tasa de flujo másico del fluido.

15. Geoservices fue adquirida por Schlumberger en el año 2010.



^ Disposición de las unidades de extracción FLEX. Mediante la utilización de unidades especiales de extracción de gas colocadas en las líneas de descarga y succión, el sistema de análisis FLAIR compara las dos corrientes de gas para efectuar una corrección por cualquier volumen de gas reciclado que las unidades de desgasificación del sistema de lodo no remuevan.

La densidad del fluido se obtiene mediante la medición de la frecuencia resonante de vibración de los tubos de flujo. Los valores medidos son compensados automáticamente por los cambios de temperatura.

La temperatura del fluido de perforación circulante puede proveer claves para las condiciones cambiantes de fondo de pozo. Los sensores de temperatura suelen colocarse en la pileta de succión de lodo (designada como “temperatura adentro”) y en la caja de retorno de la zaranda vibratoria para obtener la temperatura de la línea de flujo (designada como “temperatura afuera”). A partir de la diferencia entre los valores de “afuera” y “adentro” es posible calcular el gradiente de temperatura para ayudar a las brigadas de adquisición de registros a localizar las zonas de transición y otros límites geológicos.

El sensor de resistividad mide la resistividad eléctrica del fluido de perforación, que refleja la salinidad del fluido. Estos sensores se instalan en

la pileta de succión y en la caja de retorno de las zarandas vibratorias. La salinidad del lodo puede cambiar cuando se perfora a través de formaciones salinas estratificadas o domos salinos, cuando se atraviesan zonas de fallas, y cuando se perforan zonas de transición a presiones anormales en las que el agua de formación fluye hacia el interior de la columna de lodo. El sistema permite la medición lineal y exacta de la conductividad entre 0 y 300 mS.

Las unidades de registros de lodo de nuestros días monitorean un amplio rango de sensores de superficie utilizados para determinar las condiciones de fondo de pozo o evaluar el desempeño del equipo de perforación. Estos sensores permiten que el analista de registros de lodo reconozca los cambios de condiciones que podrían mejorar o poner en peligro un área prospectiva.

Servicios de avanzada

La nueva tecnología de sensores está allanando el camino para el mejoramiento del desempeño de perforación y el incremento del valor de los datos extraídos del lodo. La tecnología de registros de lodo de Geoservices se centra en dos áreas principales: evaluación de formaciones y soporte de perforación.

Los servicios de evaluación de formaciones ahora trascienden los análisis de los recortes de rocas y los fluidos para identificar la litología y las zonas productivas potenciales. A fin de proporcionar capacidades avanzadas de muestreo del gas presente en el lodo y de cromatografía, Geoservices desarrolló el servicio de adquisición de registros y análisis de fluidos FLAIR para la evaluación geoquímica en la localización del pozo. Los servicios de soporte de las operaciones de perforación pro-

porcionan un nivel de análisis de los datos de superficie— que trasciende los servicios básicos de monitoreo de la presión— para mejorar la seguridad y optimizar las operaciones de perforación. El servicio de geopresión en tiempo real PreVue está diseñado para ayudar a reducir los riesgos de los golpes de presión, las pérdidas de circulación y otros problemas de control de pozos. Y el servicio de soporte y análisis de las operaciones de perforación Thema proporciona un análisis actualizado de los aspectos mecánicos de la perforación, el estado del pozo y el desempeño del equipo de perforación.

Servicio avanzado de registros de lodo FLAIR— Durante los últimos 10 años, los avances experimentados en la tecnología de registros de lodo han mejorado significativamente la calidad y la utilidad de los datos de evaluación de formaciones de la localización del pozo. Hoy, las técnicas de cromatografía en fase gaseosa de alta resolución y espectrometría de masas proveen datos y capacidades interpretativas que hacen posible la ejecución de evaluaciones cuantitativas de parámetros de formación clave. El servicio de adquisición de registros y análisis de fluidos en tiempo real FLAIR proporciona información temprana referente a la composición de los fluidos de formación. La integración de los datos FLAIR con los datos obtenidos mediante otras técnicas de evaluación de formaciones posibilita evaluaciones más precisas de los hidrocarburos presentes en la formación.

El sistema FLAIR analiza los hidrocarburos extraídos del lodo de perforación bajo condiciones termodinámicas constantes. Estos hidrocarburos son analizados continuamente para obtener una evaluación cuantitativa de los gases livianos C_1 a C_5 , a la vez que se proporciona información

16. Los hidrocarburos livianos, tales como C_1 a C_5 , son fáciles de remover con el proceso de extracción de gas del lodo, de modo que sus concentraciones pueden ser evaluadas cuantitativamente. Los hidrocarburos más pesados, C_6 a C_{10} , son más difíciles de remover del fluido con este proceso. Su presencia puede ser detectada pero no cuantificada fácilmente, de manera que se proporciona una medición cualitativa.

17. McKinney D, Flannery M, Elshahawi H, Stankiewicz A, Clarke E, Breviere J y Sharma S: “Advanced Mud Gas Logging in Combination with Wireline Formation Testing and Geochemical Fingerprinting for an Improved Understanding of Reservoir Architecture,” artículo SPE 109861, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Anaheim, California, EUA, 11 al 14 de noviembre de 2007.

18. $Bh = [(C_1 + C_2) / (C_3 + iC_4 + nC_4 + C_5)]$.
 $Wh = [(C_2 + C_3 + C_4 + C_5) / (C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5)] \times 100$.
 Para obtener más información sobre estas relaciones y su interpretación, consulte: Haworth et al, referencia 8.

cualitativa sobre los componentes más pesados C_6 a C_8 , incluido el metilciclohexano y los aromáticos livianos benceno y tolueno.¹⁶ Otros componentes que no son hidrocarburos, tales como el helio, el hidrógeno, el dióxido de carbono y ácido sulfhídrico, también pueden ser monitoreados.

El equipo especial de extracción del gas presente en el lodo es un componente clave del sistema FLAIR. El extractor de fluidos FLEX muestrea continuamente el lodo proveniente de la línea de flujo a medida que éste retorna desde el pozo. Este extractor calienta las muestras de lodo hasta una temperatura constante bajo condiciones de presión y volumen constantes. Este método proporciona una relación aire-lodo estacionaria dentro de la cámara de extracción, lo cual genera un proceso extremadamente eficiente y repetible. La capacidad para calentar la muestra reviste particular importancia en los ambientes de aguas profundas, en los que las temperaturas de retorno del lodo pueden oscilar entre 10°C y 15°C [50°F y 59°F]. A temperaturas bajas, no existe suficiente energía inherente en el sistema para liberar eficientemente los componentes gaseosos más pesados del lodo. Los extractores tradicionales del gas presente en el lodo que no calientan la muestra pueden arrojar datos imprecisos porque durante el proceso de extracción se deja un volumen mayor de gas en el lodo.

Con el proceso de extracción FLEX, el sistema de detección de gas en el lodo FLAIR opera bajo condiciones termodinámicas constantes, lo que permite la calibración de la eficiencia de la extracción para los componentes C_1 a C_5 . Los hidrocarburos más pesados, C_6 a C_8 , no se extraen con tanta facilidad, pero su presencia puede ser detectada cualitativamente. La calibración se combina con una corrección que da cuenta de cualquier volumen de gas que podría haber sido reciclado a través del sistema de lodo. Esto se realiza colocando una segunda unidad FLEX en la línea de succión de la bomba, el punto en el cual el lodo es bombeado de regreso al pozo (página anterior). De este modo, la fracción de hidrocarburos reciclados con el lodo y bombeados de regreso al pozo puede ser medida cuantitativamente. La corrección por el gas reciclado es posible porque las condiciones de extracción son las mismas para ambas unidades FLEX.

Los hidrocarburos extraídos son cargados en un analizador avanzado de tipo cromatógrafo de gases-espectrómetro de masas (GCMS), que detecta y analiza los gases en el nivel de partes por millón (o microgramos por gramo). El espectrómetro de masas permite que el analizador FLAIR detecte y diferencie los picos que coeluyen, generados por las diversas corrientes de

iones que caracterizan los componentes extraídos del lodo. Esto se traduce en un tiempo de análisis muy corto; de 85 segundos para el análisis de componentes hasta C_8 , incluida la diferenciación de varios isómeros.

Las comparaciones del análisis de la relación presión-volumen-temperatura (PVT) de los fluidos reales de fondo de pozo con los resultados obtenidos a través del análisis FLAIR de los componentes C_1 a C_5 muestran una coincidencia considerable. Esta capacidad fue demostrada durante un proyecto de colaboración entre Shell y Geoservices, en el que se observó que los datos PVT y FLAIR de pozos del Golfo de México eran comparables, en tanto que un sistema tradicional de detección de gas en el lodo subestimaba sistemáticamente las concentraciones de la especie de gas C_{2+} .¹⁷

Entre otras capacidades, el servicio FLAIR ayuda a los geocientíficos a diferenciar entre diferentes tipos de fluidos. A medida que una barrena penetra en un yacimiento, un incremento de la densidad del gas medido en la superficie puede indicar una transición del casquete de gas a la pata de petróleo. Este incremento de la densidad es causado por un incremento proporcional de los gases más pesados (C_{3+}) en comparación con los componentes C_1 y C_2 más livianos.

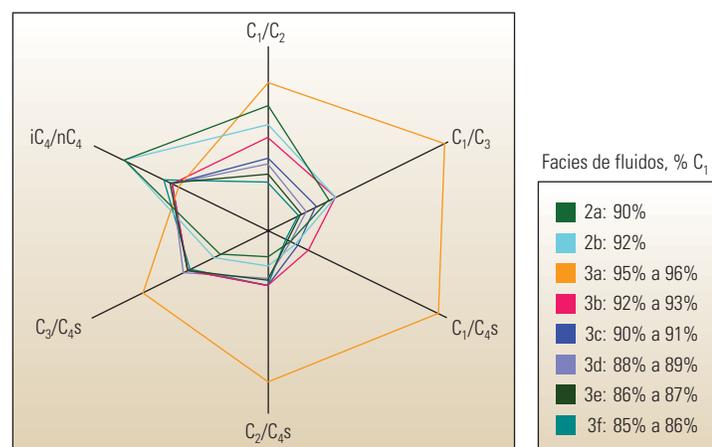
Las mediciones de los componentes pesados y sus proporciones relativas con respecto a la fracción liviana se utilizan para calcular el balance de hidrocarburos (Bh) y las relaciones de humedad (Wh), que ayudan a los geocientíficos a diferenciar entre petróleo y gas.¹⁸

El servicio FLAIR fue corrido en un pozo de evaluación del área marina del Reino Unido perforado para Hess Corporation y sus socios Chevron,

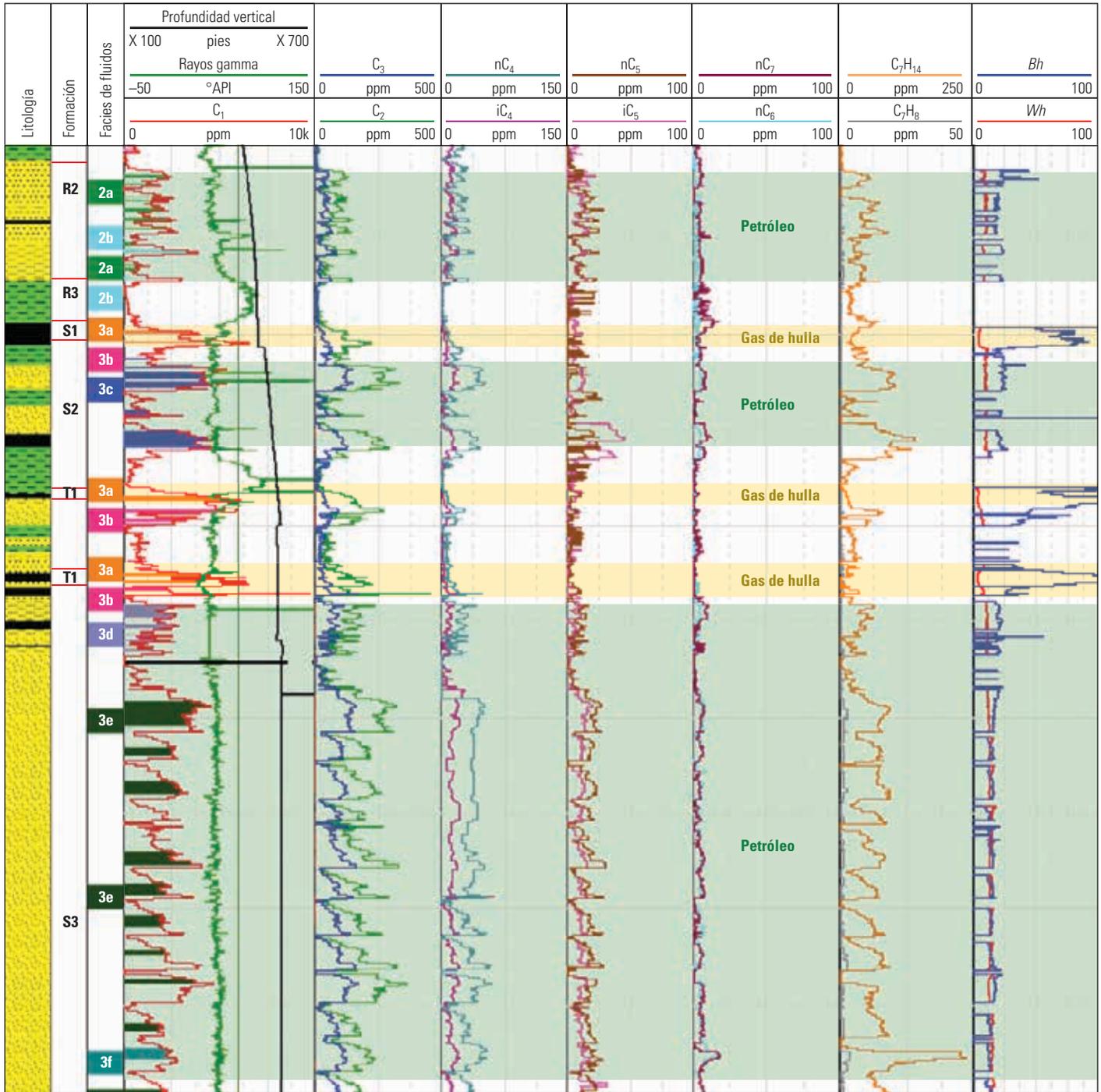
DONG Energy y OMV. Dos de los objetivos clave del operador para el pozo fueron la confirmación del volumen de hidrocarburos en sitio, presentes en el yacimiento principal, y la investigación de la presencia de hidrocarburos en ciertas formaciones situadas por encima y por debajo de este yacimiento. Después de perforar con éxito el pozo piloto, se desvió la trayectoria del pozo y el mismo se asentó horizontalmente en el intervalo objetivo del yacimiento principal, designado como horizonte S3. El pozo desviado suscitó una serie de preguntas relacionadas con la conectividad vertical, la variabilidad del fluido, la presencia de fluidos alterados y no alterados, y las incertidumbres asociadas con el proceso de geonavegación en la sección horizontal.

Hess investigó las zonas hidrocarburíferas potenciales en las que se registraron picos de gas por encima del nivel de fondo. El análisis FLAIR de gases provenientes de estas zonas ayudó al operador a dividirlos en facies de fluidos características. Estas facies fueron definidas a través de la representación gráfica de las relaciones de los gases en esquemas de estrellas —gráficas multivariadas de coordenadas polares— para mostrar la composición química y resaltar sus diferencias (abajo). Sobre la base de estos análisis, el operador identificó diversas facies de fluidos características provenientes de diferentes horizontes dentro del pozo.

El servicio FLAIR también ayudó al operador a evaluar el potencial de una formación para la producción de petróleo o gas. La relación fracciones pesadas-fracciones livianas fue utilizada para calcular el balance de hidrocarburos y las relaciones de humedad. Otro indicador potencial fue la aparición de metilciclohexano [C_7H_{14}], un



^ Caracterización de facies de fluidos. Las variaciones en la composición de los fluidos producen esquemas de estrellas característicos que pueden ser clasificados como diferentes facies de fluidos. Este esquema de estrellas resalta diferentes niveles de heterogeneidad. El fluido más liviano se encontró en la facies 3a, en tanto que los más pesados se encontraron en las facies 3e y 3f.



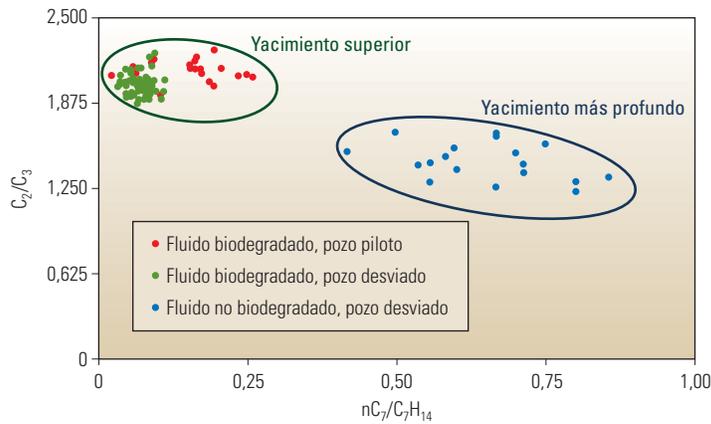
Litología



Facies de fluidos, % de C₁



^ Registro de facies de fluidos. Las mediciones precisas de hidrocarburos se obtienen a través de los análisis de gas FLAIR y se utilizan para diferenciar los fluidos producidos de diferentes intervalos prospectivos. Las facies de fluidos resultantes son numeradas en forma secuencial, con una letra que indica las subfacies (Carril 3 y leyenda). Las mediciones de los componentes C₁ a C₇ (Carriles 4 a 8) se utilizan para calcular el balance de hidrocarburos (Bh) y las relaciones de humedad (Wh) (Carril 10). En este pozo, el metilciclohexano [C₇H₁₄] también resultó útil para la determinación de una fase líquida (Carril 9). Las formaciones R2 y R3 (Carril 2) se caracterizan por la facies de fluido 2, en tanto que las otras formaciones contienen fluidos de la facies 3. El yacimiento objetivo S3 era bastante homogéneo y sus fluidos relativamente livianos en el rango de C₁ a C₅, pero con una abundancia proporcionalmente mayor de C₇H₁₄, lo que sugirió la presencia de una fase líquida. Las capas de carbón S1 y T1 se caracterizaron sistemáticamente por sus altos niveles de gas oscilantes entre 95% y 96% de C₁; pero sin metilciclohexano.



▲ Reconocimiento de las diferencias entre los fluidos. Los científicos de Hess identificaron dos familias de fluidos diferentes, en base al nivel de alteración de los fluidos. El análisis de las relaciones de hidrocarburos confirmó que el fluido en un yacimiento superior estaba biodegradado, en tanto que en un yacimiento más profundo del pozo el fluido se encontraba inalterado.

miembro de la familia nafténica que generalmente se encuentra presente en la fase líquida (página anterior).

Además, el operador buscaba distinguir los fluidos biodegradados de los fluidos no biodegradados presentes en el yacimiento. La biodegradación puede afectar tanto la calidad de los hidrocarburos como su producibilidad.¹⁹ Entre otros efectos, la biodegradación puede incrementar la viscosidad del petróleo, reducir la gravedad API e incrementar el contenido de asfaltenos, azufre y metales. Por otro lado, el gas biogénico puede anular el petróleo presente en un yacimiento, desplazándose echado arriba para alterar los gradientes de fluidos de yacimiento existentes. Este influjo modifica la relación gas/petróleo, lo cual genera variaciones

composicionales. Las alteraciones de los gradientes producidas por los procesos de carga y recarga pueden indicar la presencia de compartimentos.

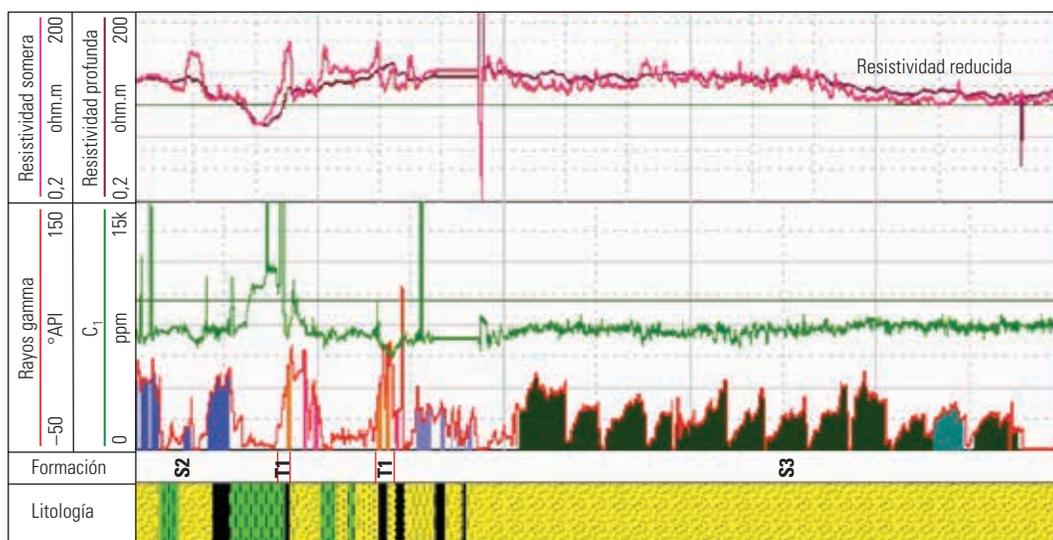
En un estudio llevado a cabo antes de iniciar la perforación del pozo, Hess evaluó los análisis PVT obtenidos en pozos vecinos para evaluar los efectos de la biodegradación en el yacimiento. Estos análisis ayudaron a identificar los marcadores que podrían resultar de utilidad para el reconocimiento de las alteraciones resultantes de la biodegradación. El estudio indicó que las relaciones específicas de heptano [nC_7], metilciclohexano [C_7H_{14}] y tolueno [C_7H_8] eran comunes a los pozos en los que se observó el fenómeno de biodegradación. La relación C_2/C_3 también demostró ser otro indicador útil de la biodegradación de etapa temprana por-

que el C_3 es uno de los primeros componentes que las bacterias atacan y remueven; en una etapa posterior, éstas remueven el C_2 .

El análisis FLAIR proporcionó la composición cuantitativa solamente en el rango de C_1 a C_5 y proveyó evaluaciones cualitativas de los hidrocarburos más pesados. En el pozo de Hess, estos resultados mostraron valores bajos de la relación nC_7/C_7H_{14} , lo que está en consonancia con los efectos de la biodegradación observados en los fluidos de yacimiento de pozos vecinos. Cuando se detectaron valores extremadamente bajos de tolueno —cerca de la sensibilidad del analizador— fue necesario introducir un cambio en la rutina de análisis. La relación C_7H_8/nC_7 fue reemplazada por una relación C_2/C_3 , lo cual proporcionó una diferenciación clara entre los fluidos biodegradados y los fluidos inalterados (izquierda).

Los servicios FLAIR también resultaron de utilidad como ayuda para la geonavegación. Durante la perforación de la sección horizontal, se observó una reducción de la resistividad en la zona prospectiva (abajo). Esta reducción podría haber indicado la salida inminente de la sección objetivo por el techo o la base, o que la barrena estaba ingresando en la pata de agua del yacimiento. No obstante, el análisis de facies de fluidos efectuado en tiempo real indicó que el fluido permanecía inalterado, lo que demostró que el pozo no había salido de la zona de petróleo. La reducción de la resistividad se atribuyó al incremento de la saturación de agua irreducible en la zona de petróleo.

19. Para obtener más información sobre el fenómeno de biodegradación en el yacimiento, consulte: Creek J, Cribbs M, Dong C, Mullins OC, Elshahawi H, Hegeman P, O'Keefe M, Peters K y Zuo JY: "Laboratorio de fluidos de fondo de pozo," *Oilfield Review* 21, no. 4 (Junio de 2010): 40-56.



▲ Registro LWD. Durante la perforación a través de la sección prospectiva, el análisis de gas FLAIR (Carril 3) ayudó a aliviar las preocupaciones existentes acerca de la reducción de la resistividad. El análisis FLAIR confirmó que el pozo no había salido de la zona prospectiva.

El servicio de pronóstico de la geopresión en tiempo real PreVue— Los servicios PreVue proporcionan un pronóstico de la presión previa al inicio de la perforación, además del monitoreo de la presión de poro y la estabilidad del pozo en la localización del pozo. Mucho antes de la movilización del equipo de perforación, los especialistas en presión recolectan datos de pozos vecinos y de levantamientos sísmicos y analizan los registros de pozos, las pruebas de presión y los informes de lodo para generar un modelo de esfuerzos vertica-

les de cada pozo y luego correlacionar la velocidad y la respuesta de los registros con las anomalías de presión de los pozos.

Después de construir un modelo 3D de velocidades sísmicas de intervalo a partir de datos sísmicos locales y regionales, los especialistas en presión lo calibran utilizando registros acústicos y levantamientos de tiros de pruebas de velocidad de pozos vecinos.²⁰ Luego, estos especialistas efectúan un análisis volumétrico de velocidad, computando las tendencias de compactación

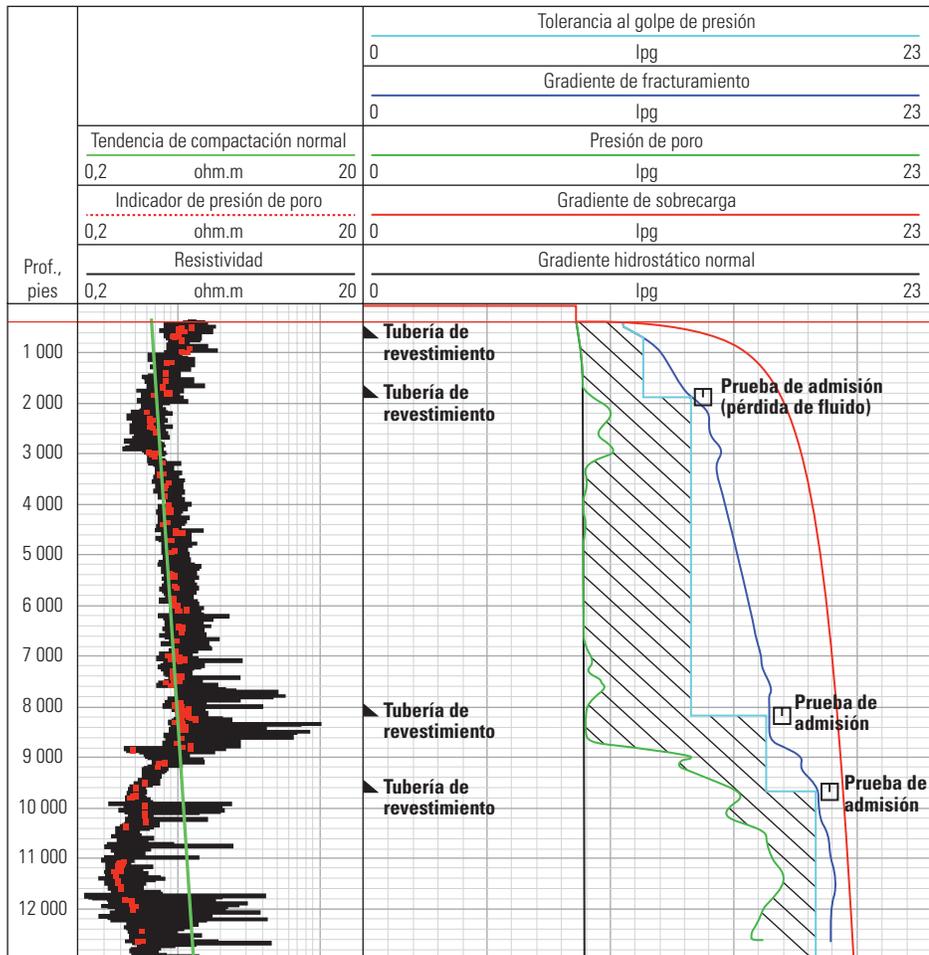
normales (NCTs) y generando modelos de presión de poro y estabilidad de pozos. Los datos de las pruebas de admisión (pérdida de fluido) de pozos vecinos proporcionan los puntos de control para modelar el gradiente de fracturamiento. Estos modelos ayudan a los ingenieros especialistas en presión del servicio PreVue a identificar zonas potenciales de presión anormal, determinar las tolerancias a los golpes de presión, desarrollar ventanas de peso del lodo y proyectar las profundidades de entubación (izquierda).

Una vez que se inicia la perforación, los ingenieros especialistas en presión PreVue, apostados en la localización del pozo, monitorean exhaustivamente la ROP y las lecturas de gas, además de los registros LWD y MWD; por otro lado, actualizan las gráficas de presión, revisan las líneas de tendencias y observan atentamente las variaciones respecto del modelo previo a la perforación. Utilizando esta información, pueden advertir al representante de la compañía en la localización del pozo acerca de la ocurrencia de problemas inminentes.

Conforme avanza la perforación, las mediciones LWD proporcionan datos importantes para interpretar los cambios producidos en los regímenes de presión. Los registros sísmicos de velocidad, densidad y resistividad son particularmente útiles para la interpretación de la presión de poro y el gradiente de fracturamiento. Si bien numerosos factores —tales como los derrumbes, el tipo de fluido de formación y la anisotropía— pueden incidir en la respuesta de los registros, en general estas herramientas responden a los cambios producidos en la porosidad de la roca.

Cuando los ingenieros del servicio PreVue observan un incremento de la porosidad a medida que aumenta la profundidad, lo notifican de inmediato al perforador y al representante de la compañía. La detección rápida del influjo y el contenido cambiante de gas es una tarea crítica para el ingeniero del servicio PreVue.

Una respuesta típica sería incrementar el peso del lodo hasta que el influjo se encuentre bajo control. Sin embargo, esta estrategia no está libre de riesgos, tales como el fracturamiento no intencional de la formación que puede producir una pérdida de lodo repentina. El incremento del peso del lodo puede generar nuevas fracturas o abrir las fracturas existentes y hacer que el lodo penetre en la formación. En las formaciones permeables, esto puede producir una pérdida de fluido. Aparte del costo de perder el oneroso fluido de perforación, un grado significativo de pérdida de lodo desde el espacio anular puede producir una presión hidrostática más baja y generar una situación de control de pozo dificultosa.



^ Análisis previo a la perforación de un registro de un pozo vecino. Las zonas o intervalos sobrepresionados de compactación inhibida se caracterizan por el incremento de la porosidad, que puede ser identificado a través de las respuestas de los registros de pozos vecinos. Los indicadores de la presión de poro (puntos rojos, Carril 1) se basan en la resistividad promedio de la lutita (negro) y ayudan a establecer una línea de tendencia de compactación de poros normal (verde). Las desviaciones respecto de la tendencia de compactación normal pueden indicar la existencia de presión anormal. Los estudios de la presión de poro PreVue evalúan los datos sísmicos y los registros, las pruebas de admisión y los reportes de lodo de pozos vecinos para predecir el inicio de la presión anormal, su magnitud y el rango de pesos del lodo que puede utilizarse para controlarla. En este ejemplo, las desviaciones respecto de la tendencia de compactación normal comienzan a aproximadamente 8 800 pies. Las curvas de peso del lodo equivalente (Carril 2) exhiben un comportamiento de presión correspondiente. La tolerancia al golpe de presión (azul claro) está determinada por la formación más débil expuesta en el agujero descubierto. El gradiente de fracturamiento (azul oscuro), la presión de poro (verde), el gradiente de sobrecarga (rojo) y el gradiente hidrostático normal (negro) han sido calculados para establecer una ventana de peso de lodo admisible (sombreado), limitada por las curvas de tolerancia al golpe de presión y de presión de poro.

La activación de las bombas de lodo incrementa la presión del lodo, y este fenómeno puede ser considerado como un incremento virtual de la densidad del lodo. El manejo de esta brecha entre la densidad estática efectiva (con las bombas detenidas) y la densidad de circulación efectiva (con las bombas funcionando) y su relación con la presión de formación y la resistencia de la roca es clave para el éxito de la perforación. El objetivo del servicio PreVue es balancear la densidad del lodo —tanto estática como de circulación— entre la presión de formación y la resistencia de la roca.

En el año 2011, Petronas Carigali Sdn Bhd perforó el pozo SBD-2 de alta presión y alta temperatura, situado en la cuenca de Malay en el área marina de Malasia. Sobre la base de la experiencia previa en el área, los perforadores preveían que tendrían que enfrentarse con una ventana estrecha de peso del lodo restringida por la presión de poro y la presión de fracturamiento.²¹ Un pozo vecino previo, el pozo SBD-1, experimentó problemas de presión acompañados de importantes pérdidas de lodo que impidieron que el pozo alcanzara su objetivo.

Mediante la utilización de registros del pozo SBD-1, los geólogos de Petronas pudieron identificar la aparición de una presión de poro anormal. Antes de iniciar la perforación del pozo SBD-2, Petronas deseaba determinar la profundidad de la transición de un gradiente de presión más baja a un gradiente de presión más alta. Los especialistas en presión del servicio PreVue analizaron los datos sísmicos para determinar el tope y la base de esta pendiente de presión. Se analizó un volumen sísmico 3D del área y se extrajeron datos de velocidad de pozos vecinos, que luego se compararon con datos de registros LWD y registros adquiridos con herramientas operadas con cable. Estos datos fueron utilizados para computar los gradientes de sobrecarga y las tendencias de compactación normales de los pozos vecinos, que luego se integraron en un modelo de velocidad de la localización del área prospectiva. Los valores de velocidad de la localización del área prospectiva y otros sitios fueron analizados para determinar la profundidad en el inicio de la presión anormal y la

magnitud de la presión. La diferencia entre la presión de poro y la tolerancia al golpe de presión dejó al perforador con una ventana de peso de lodo equivalente extremadamente estrecha de sólo 0,12 a 0,18 g/cm³ [1 a 1,5 lbm/galón US].

Durante las sesiones de planeación subsiguientes, el operador optó por obtener datos VSP (perfil sísmico vertical) de pozo después de cada bajada de la tubería de revestimiento. Estos datos VSP intermedios del pozo pudieron obtenerse en el ambiente relativamente seguro del pozo entubado SBD-2 y permitirían que el equipo del proyecto efectuara conversiones de tiempo a profundidad en su modelo original, que se basaba en datos sísmicos de superficie. Además, los datos VSP permitirían que el operador identificara cualquier cambio introducido en el modelo y podrían utilizarse como herramienta para la calibración del perfil de presión de poro delante de la barrena. Esta valiosa información de lo que está delante de la barrena guiaría la estrategia del equipo de trabajo de perforación para perforar el pozo hasta su objetivo.²²

El avance de la perforación hacia la pendiente de presión de poro fue rastreado a través de la integración de los registros de resistividad LWD con las gráficas del exponente *d*, y mediante el énfasis en las mediciones y las tendencias de gas. Antes de penetrar en la zona de transición de presión, el operador corrió un VSP con desplazamiento cero para actualizar las estimaciones previas de presión de poro. En base a estos datos VSP, se desarrollaron casos de alta y baja presión con la misma línea de tendencia de compactación normal utilizada para generar curvas de presión de poro a partir de la velocidad sísmica. Ambos casos indicaron que el rango para el incremento del gradiente de presión de poro era de aproximadamente 1 lbm/galón US. Esto proporcionó al equipo de trabajo de perforación una imagen más clara de lo que se encontraba delante de la barrena y reforzó la confiabilidad en el modelo computado.

El intervalo existente entre la tubería de revestimiento intermedia y la TD en el pozo SBD-2 fue perforado en dos secciones. La primera de

éstas se perforó con una barrena de 10½ pulgadas y un ensanchador de 12¼ pulgadas. Después de colocar la tubería de revestimiento de 9½ pulgadas, la segunda sección se perforó hasta la TD utilizando una barrena de 8½ pulgadas y un ensanchador de 9½ pulgadas. Los ensanchadores incrementaron el volumen anular, lo que redujo las presiones de circulación en el espacio anular y disminuyó la ECD, contrarrestando de este modo los efectos de los lodos pesados. A lo largo de todo este intervalo, el peso del lodo se mantuvo cercano al perfil de presión de poro estimada y las ECDs se mantuvieron cercanas al gradiente de fracturamiento. Cualquier incremento de la presión en el que la ECD de fondo de pozo excediera la tolerancia al golpe de presión resultaría en pérdidas por filtración y por ende proporcionaría a los perforadores un indicador confiable para mantener las presiones de fondo de pozo.

Los ingenieros del servicio PreVue también utilizaron las mediciones de gas para obtener indicaciones precisas de la balanza de lodo. A medida que el pozo se aproximaba a la TD, se observaron picos de gas luego de las paradas de las bombas. Los ingenieros del servicio PreVue analizaron estos incrementos del gas y observaron que, en vez del problemático influjo resultante del bajo peso del lodo, estos picos de gas eran provocados por la surgencia intermitente del pozo (*breathing*).

El fenómeno de surgencia intermitente del pozo puede observarse en ciertos pozos luego de paradas breves de la bomba de lodo. Cuando el peso del lodo se acerca al equivalente del gradiente de fracturamiento, pueden desarrollarse fracturas pequeñas en formaciones débiles o a través de la interfase existente entre las capas de rocas. Mientras las bombas de lodo están funcionando, las fracturas pueden abrirse, lo cual permite el ingreso de fluido de perforación. Los gases livianos se difunden en el fluido de perforación desde la formación. Cuando las bombas se detienen durante un lapso breve, por ejemplo durante la conexión de una tubería, las fracturas se cierran lentamente haciendo que el lodo con gas fluya de regreso al pozo. Cuando circula a la superficie, el fluido de perforación se registra como un incre-

20. Siguiendo las tendencias de compactación normales, las velocidades sísmicas de intervalo se incrementan con la profundidad. Las reducciones de la velocidad con la profundidad pueden ser utilizadas para identificar zonas potenciales de presión de formación anormal.

21. Umar L, Azian I, Azree N, Ali ARM, Waguih A, Rojas F, Fey S, Subroto B, Dow B y García G: "Demonstrating the Value of Integrating FPWD Measurements with Managed Pressure Drilling to Safely Drill Narrow Mud Weight Windows in HP/HT Environment," artículo SPE/IADC 156888, presentado en la Conferencia y Exhibición sobre Operaciones con Manejo de la Presión Durante la Perforación y en Condiciones de Bajo Balance de Presión, Milán, Italia, 20 al 21 de marzo de 2012.

Ismail Z, Azian Bt A, Aziz I, Umar L, Azree B, Nordin N, Nesan TP, Rodríguez FR, Zapata FG, García G, Waguih A, Subroto B y Dow B: "Automated Managed Pressure Drilling Allows Identification of New Reserves in a HPHT Exploration Well in SB Field, Offshore Malaysia," Artículo IADC/SPE 151518, presentado en la Conferencia y Exhibición de Perforación de las IADC/SPE, San Diego, California, 6 al 8 de marzo de 2012.

22. Para obtener más información sobre los métodos VSP para observar delante de la barrena, consulte: Borland W, Codazzi D, Hsu K, Rasmus J, Einchcomb C, Hashem M, Hewett V, Jackson M, Meehan R y Tweedy M: "Real-Time Answers to Well Drilling and Design Questions," *Oilfield Review* 9, no. 2 (Verano de 1997): 2–15.

Breton P, Crepin S, Perrin J-C, Esmeroy C, Hawthorn A, Meehan R, Underhill W, Frignet B, Haldorsen J, Harrold T y Raikes S: "Mediciones sísmicas bien posicionadas," *Oilfield Review* 14, no. 1 (Verano de 2002): 34–59.

Arroyo JL, Breton P, Dijkerman H, Dingwall S, Guerra R, Hope R, Hornby B, Williams M, Jiménez RR, Lastennet T, Tulett J, Leaney S, Lim TK, Menkiti H, Puech J-C, Tcherkashnev S, Ter Burg T y Verliac M: "Excelentes datos sísmicos de pozos," *Oilfield Review* 15, no. 1 (Verano de 2003): 2–23.

Blackburn J, Daniels H, Dingwall S, Hampden-Smith G, Leaney S, Le Calvez J, Nutt L, Menkiti H, Sánchez A y Schinelli M: "Levantamientos de sísmica de pozos: Más allá del perfil vertical," *Oilfield Review* 19, no. 3 (Invierno de 2007/2008): 20–37.

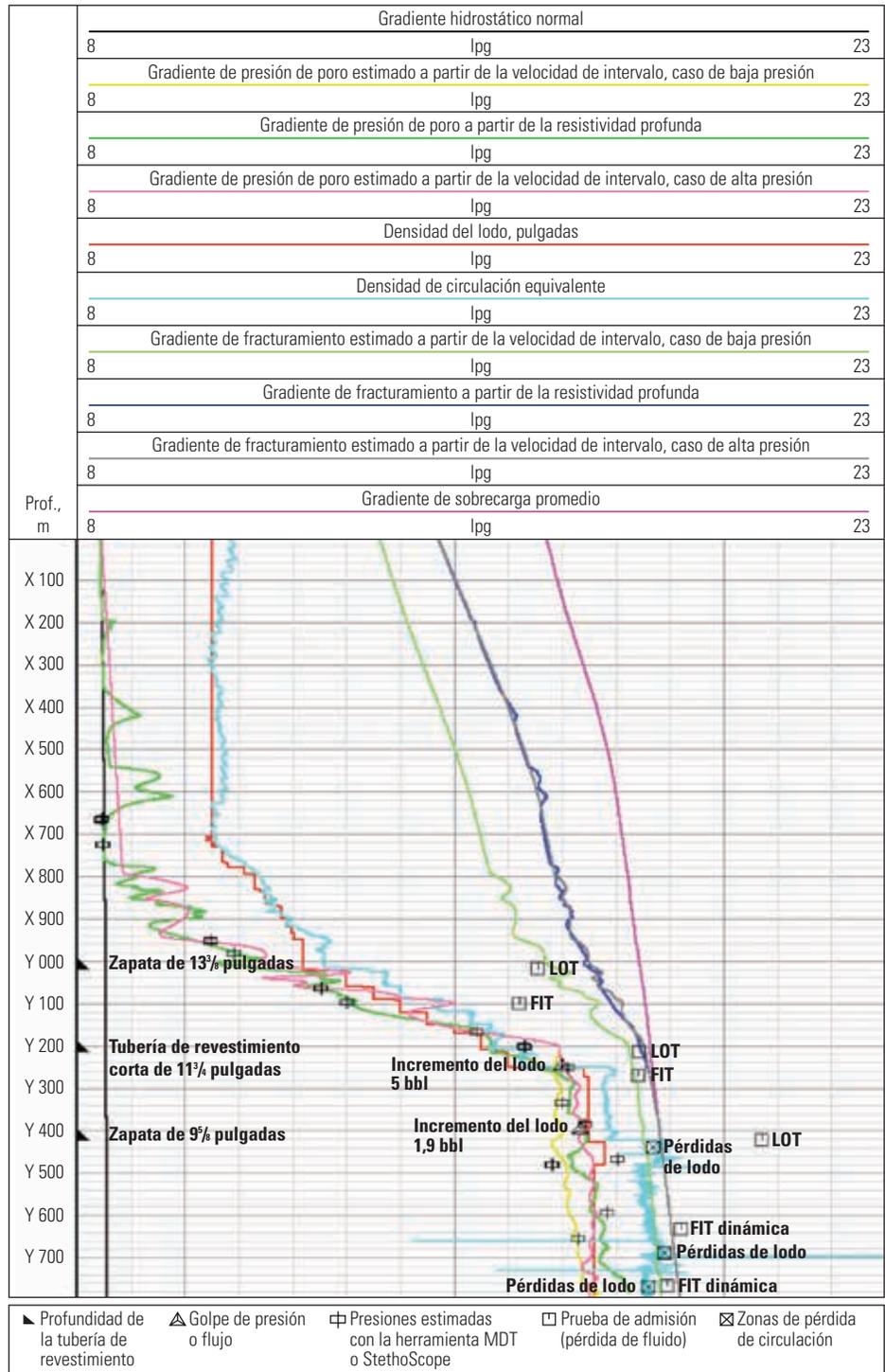
mento del gas total. No obstante, en el cromatógrafo, se caracteriza por un incremento de los gases C₁ y C₂, con pocos cambios en los gases C₃, C₄ y C₅.

A fin de mantener el peso del lodo dentro de la ventana de presión estrecha, se utilizaron técnicas de perforación con manejo de la presión (MPD) para la detección temprana de golpes de presión, al mismo tiempo que se mantenía un control constante de la presión de fondo de pozo y efectuaban controles dinámicos del flujo y pruebas dinámicas de integridad de formación (FITs).²³ Cuando los ingenieros compararon las curvas de presión de poro derivadas de los VSPs para observar delante de la barrena con las lecturas de presión real de un probador modular de la dinámica de la formación MDT y una herramienta de medición de la presión durante la perforación StethoScope, observaron que las lecturas se ajustaban estrechamente entre sí (derecha). Después de alcanzar la TD, el pozo fue desplazado con lodo pesado y terminado con éxito.

El servicio de soporte y análisis de las operaciones de perforación Thema— El servicio Thema procesa las corrientes de datos de alta frecuencia y tiempo real provenientes de los numerosos sensores situados alrededor del equipo de perforación para proporcionar un análisis actualizado del estado del pozo, de la eficiencia de perforación, del balance de presión del pozo y del desempeño del equipo de perforación. Esta información se muestra en pantallas personalizables instaladas en la unidad de adquisición de registros de lodo y en el lugar de trabajo del representante de la compañía; también se puede acceder a ésta en forma remota desde las oficinas del operador.

En el modo correspondiente al estado del pozo, los ingenieros del servicio Thema analizan la estabilidad del pozo y la eficiencia de su limpieza en tiempo real. El peso de la sarta de perforación se registra mientras ésta se encuentra estática, rota o tiene un movimiento alternativo. Este programa también puede procesar los datos de entrada provenientes de los medidores de flujo de recortes. Los datos son presentados en escalas de profundidad o tiempo, lo que permite que el usuario establezca rápidamente una secuencia y una correlación entre los eventos. Estos datos son analizados para derivar valores de torque, ECD, peso de la sarta al levantar, peso de la sarta al bajar y pesos de rotación libre que constituyen estándares industriales.

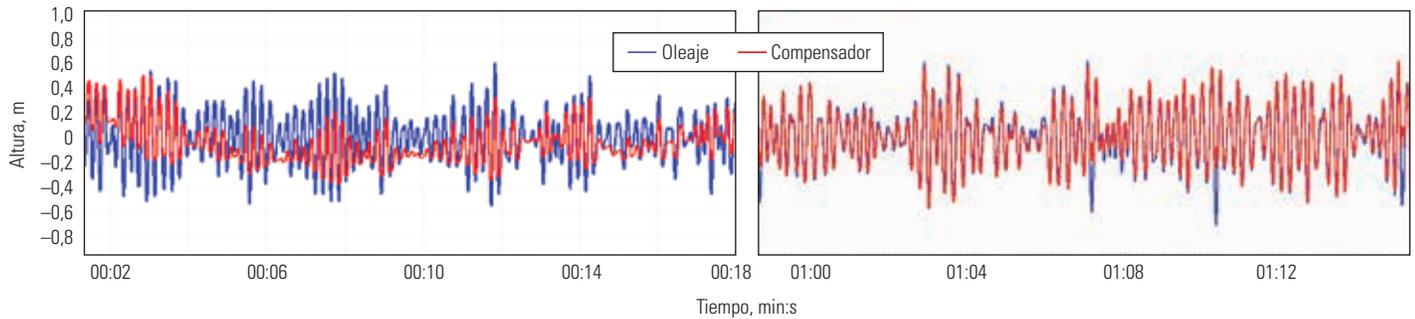
El modo correspondiente a la eficiencia de perforación evalúa diversos parámetros de perforación para evaluar el comportamiento y el desgaste de la barrena. Los sensores de superficie monitorean la frecuencia y magnitud de la vibración axial causada por el rebote de la barrena y



^ Registro compuesto final. Las estimaciones de la presión de poro provenientes de los análisis VSP para observar delante de la barrena son confirmadas con las lecturas de presión real obtenidas con las herramientas MDT y StethoScope. El peso del lodo se mantuvo lo más bajo posible para impedir que la ECD excediera la resistencia a la fractura de la roca. A pesar de este esfuerzo, se experimentaron algunas pérdidas de lodo. Las gráficas muestran que las presiones del lodo (rojo) fueron mantenidas similares a las presiones de poro estimadas.

las vibraciones de torsión producidas por el fenómeno de atascamiento-deslizamiento. Estos datos de entrada se utilizan para anticipar problemas potenciales, tales como el empastamiento de la barrena, la vibración de la sarta de perforación y

el desgaste de la barrena para optimizar los parámetros de perforación. El modo correspondiente a la eficiencia de perforación puede ayudar a mejorar la ROP e incrementar la vida útil de los equipos de fondo de pozo y de superficie.



^ Oleaje versus compensación. Mediante la utilización de los datos del servicio Thema, el personal de Geoservices rastreó un problema de vibración de la sarta de perforación en un pozo de la cuenca de Campos frente a la costa de Brasil. Una comparación entre la magnitud del oleaje y la compensación (*izquierda*) indicó una deficiencia en el amortiguamiento del oleaje, que fue corregida subsiguientemente (*derecha*).

El servicio Thema ayudó a un operador de Medio Oriente a mejorar la recuperación de núcleos en una formación susceptible a la rotura. Las roturas de los núcleos producen dos problemas principales. En primer lugar, el operador tiene dificultad para recuperar muestras representativas de la formación. En segundo lugar, el núcleo fracturado produce discontinuidades en el recuento de la cantidad de pies de recuperación de núcleos, lo que puede deteriorar severamente la calidad de la interpretación de cualquier núcleo que tarde o temprano se recupere.

El análisis de los datos de los sensores de perforación provenientes de la primera carrera de extracción de núcleos reveló que el núcleo estaba siendo sometido a vibraciones de torsión severas en el interior del tubo extractor de núcleos, lo que se tradujo en un núcleo de calidad pobre con muchas roturas y fracturas. Durante una operación de extracción de núcleos subsiguiente, se utilizó el servicio Thema para manejar los parámetros de perforación y minimizar la vibración de la sarta de perforación. El operador obtuvo un núcleo limpio y continuo, lo que validó el análisis y las recomendaciones del servicio Thema.

Para monitorear el desempeño del equipo de perforación, el servicio Thema rastrea y despliega automáticamente una combinación específica de parámetros, tales como tiempo de conexión o tiempo de perforación neto por tiro de la sarta de perforación. La duración de cada actividad se registra, lo cual posibilita la evaluación del desempeño del equipo de perforación durante diversas operaciones, tales como perforación, deslizamiento, extracción o bajada de la sarta y circulación.

23. Para obtener más información sobre las operaciones de perforación con manejo de la presión, consulte: Elliott D, Montilva J, Francis P, Reitsma D, Shelton J y Roes V: "El manejo de la presión durante las operaciones de perforación," *Oilfield Review* 23, no. 1 (Septiembre de 2011): 16-25.

Los especialistas en datos de la localización del pozo trabajan con los ingenieros del servicio Thema en la oficina del operador para proporcionar actualizaciones oportunas a los miembros de proyectos que se encuentran en la localización del pozo y en las oficinas.

Recientemente, se solicitó el servicio Thema para determinar la causa de las velocidades de perforación deficientes en algunos pozos situados frente a la costa de Brasil. Durante una campaña de perforación de tres años, el operador utilizó los servicios de registros de lodo de Geoservices y los servicios Thema en varios pozos perforados desde plataformas semisumergibles de la cuenca de Campos. Si bien la mayor parte de estos pozos fue perforada y terminada según el cronograma, algunos estaban insumiendo más tiempo del previsto para alcanzar la TD debido a reducciones significativas de la ROP.

A diferencia de los pozos vecinos con ROPs de unos 40 m/h [130 pies/h] en promedio, algunos pozos sólo lograron 16 m/h [52 pies/h]; una reducción del 60%. Una evaluación del desempeño de la perforación indicó que la ROP estaba obstaculizada por las vibraciones. Sin embargo, el perforador no pudo identificar la causa exacta del problema.

En un pozo, se utilizó el servicio Thema para registrar las respuestas de diversos sensores de desempeño de la perforación ubicados alrededor del equipo de perforación. El sistema Thema adquiere datos con una velocidad de hasta 50 Hz, lo que hace posible la correlación rápida de las respuestas de los sensores a los diversos parámetros de perforación. Los datos de entrada fueron, entre otros, datos provenientes de los sensores para detectar el movimiento en el tensor del tubo ascendente, el compensador de oleaje y el bloque de la unidad de mando superior.

El análisis de los datos de los sensores ayudó al personal de Geoservices a rastrear el problema

hasta su causa raíz. La energía de perforación se disipaba a través de los impactos y la resistencia a la torsión como resultado del movimiento del oleaje (*arriba*). Como es típico de las plataformas semisumergibles, el equipo de perforación utilizaba compensadores de oleaje para reducir el movimiento vertical de la sarta de perforación causado por el ascenso y descenso de las olas marinas.

Mediante el ajuste del movimiento amortiguador del compensador de oleaje, la empresa contratista de perforación logró mitigar el problema e incrementar la ROP a la vez que se redujo el esfuerzo ejercido sobre la sarta de perforación. La ROP se incrementó de 16 m/h a 45 m/h [53 pies/h a 148 pies/h]; superando el promedio de 40 m/h de los pozos vecinos en más de un 10%. Estos resultados instaron al operador a implementar las mismas prácticas de monitoreo y mitigación en los cinco equipos de perforación empleados por la compañía en el área. A la luz de estos resultados, el operador tiene previsto utilizar el servicio Thema en pozos futuros.

El alcance de los servicios ofrecidos por las compañías de registros de lodo continúa expandiéndose conforme se desarrollan nuevos sensores y herramientas analíticas. Como respuesta, el analista de registros de lodo ha asumido un rol importante en la provisión de información al operador y a la brigada de perforación, que es crucial para el éxito del pozo y para la seguridad del equipo de perforación. Además de los especialistas en evaluación de formaciones, la unidad de adquisición de registros de lodo ahora debe aljar a los especialistas responsables de la eficiencia de la perforación y de la seguridad del pozo. Mediante la conexión de un amplio conjunto de sensores de superficie a las capacidades analíticas rápidas y los conocimientos técnicos operacionales, la unidad de registros de lodo se está convirtiendo rápidamente en el centro del equipo de perforación. —MV