

Generación de imágenes de fondo de pozo

Los geólogos y petrofísicos utilizan registros de imágenes para visualizar las rocas en sitio y determinar la geometría estructural y las propiedades de las formaciones. Los datos que aparecen como imágenes los ayudan a analizar las propiedades de los yacimientos, tales como heterogeneidad, condiciones sedimentarias y rasgos estructurales, incluyendo fracturas, pliegues y fallas. Los ingenieros observaron que la adquisición de imágenes en los sistemas de lodo a base de aceite es difícil porque las propiedades aislantes del aceite a menudo hacen que las herramientas de generación de imágenes basadas en la conductividad se vuelvan inefectivas, especialmente para el análisis de fracturas. Esa limitación ha sido encarada con una nueva herramienta introducida recientemente para los sistemas a base de aceite.

Janice Brown

Fort Worth, Texas, EUA

Bob Davis

Oklahoma City, Oklahoma, EUA

Kiran Gawankar

Southwestern Energy

The Woodlands, Texas

Anish Kumar

Bingjian Li

Camron K. Miller

Houston, Texas

Robert Laronga

Peter Schlicht

Clamart, Francia



Figura 1. Extracción de núcleos eléctricos. Como lo demuestra esta fotografía tomada en 1932 en los campos petroleros de California, EUA, los fundadores de la industria de adquisición de registros con cable concibieron el concepto de extracción de núcleos eléctricos.

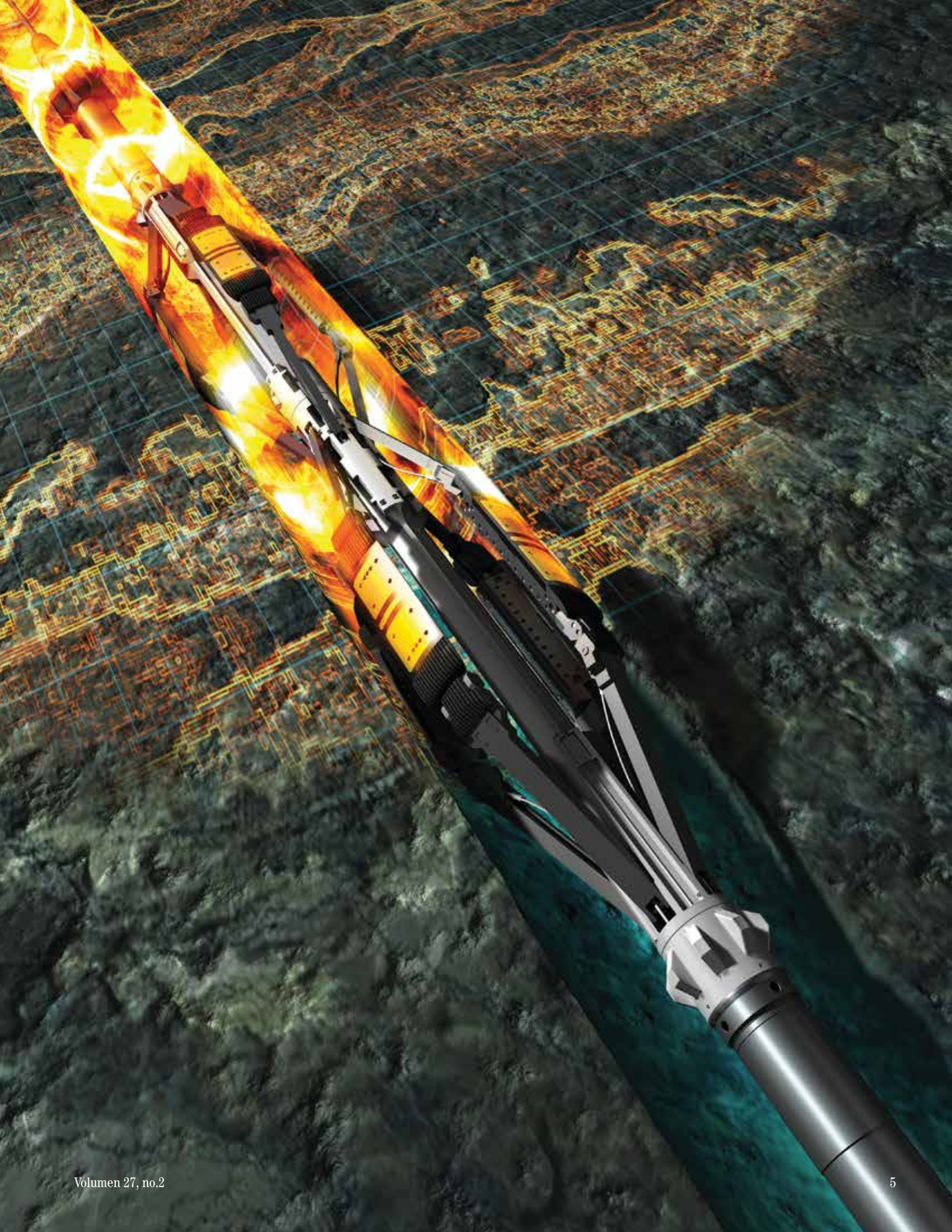
Traducción del artículo publicado en *Oilfield Review* 27, no. 2 (Septiembre de 2015).
Copyright © 2015 Schlumberger.

adnVISION, FMI, FMI-HD, Formation MicroScanner, MicroScope HD, OBMI, OBMI2, Quanta Geo, Sonic Scanner, SonicScope y UBI son marcas de Schlumberger.

Una imagen vale más que mil palabras porque la visualización de un objeto o de un concepto constituye un mecanismo poderoso de asimilación de grandes volúmenes de información. Los geólogos y petrofísicos pueden utilizar los generadores de imágenes para visualizar las formaciones en el fondo del pozo. Estas herramientas proporcionan información que puede ser crucial para determinar las propiedades de las rocas y de las formaciones, especialmente cuando no se dispone de muestras físicas de núcleos. Las herramientas de adquisición de registros con cable que pueden obtener imágenes del pozo se basan en las herramientas de medición de echados (buzamientos),

que fueron diseñadas originalmente para determinar la geometría de las formaciones y las propiedades estructurales.

La evolución de los generadores de imágenes forma parte de una larga historia de desarrollo de herramientas petrofísicas. Los primeros registros adquiridos con herramientas operadas con cable eran aludidos a modo de eufemismo con la expresión generación de núcleos eléctricos y algunas de las primeras unidades de adquisición de registros exhibían la inscripción “*Electrical Coring*” debajo del nombre de Schlumberger (Figura 1). Así y todo, los primeros registros adquiridos con cable ofrecían un volumen demasiado escaso de



información para sustituir al método de extracción de núcleos. Las compañías proveedoras de servicios que promovieron la ciencia de adquisición de registros de pozos desarrollaron herramientas que exploran la estructura y la mineralogía de las formaciones prácticamente con el

nivel alcanzado por los estudios efectuados en núcleos.¹ Las imágenes que representan las propiedades eléctricas del pozo también pueden proporcionar a los geólogos visualizaciones de las condiciones de fondo de pozo, en forma similar a los núcleos.

No obstante, los geólogos que estudian las propiedades de las rocas de fondo de pozo muestran predilección por los núcleos aunque la longitud de los intervalos de extracción de núcleos a menudo es limitada por los costos y los núcleos pueden experimentar cambios mientras se llevan

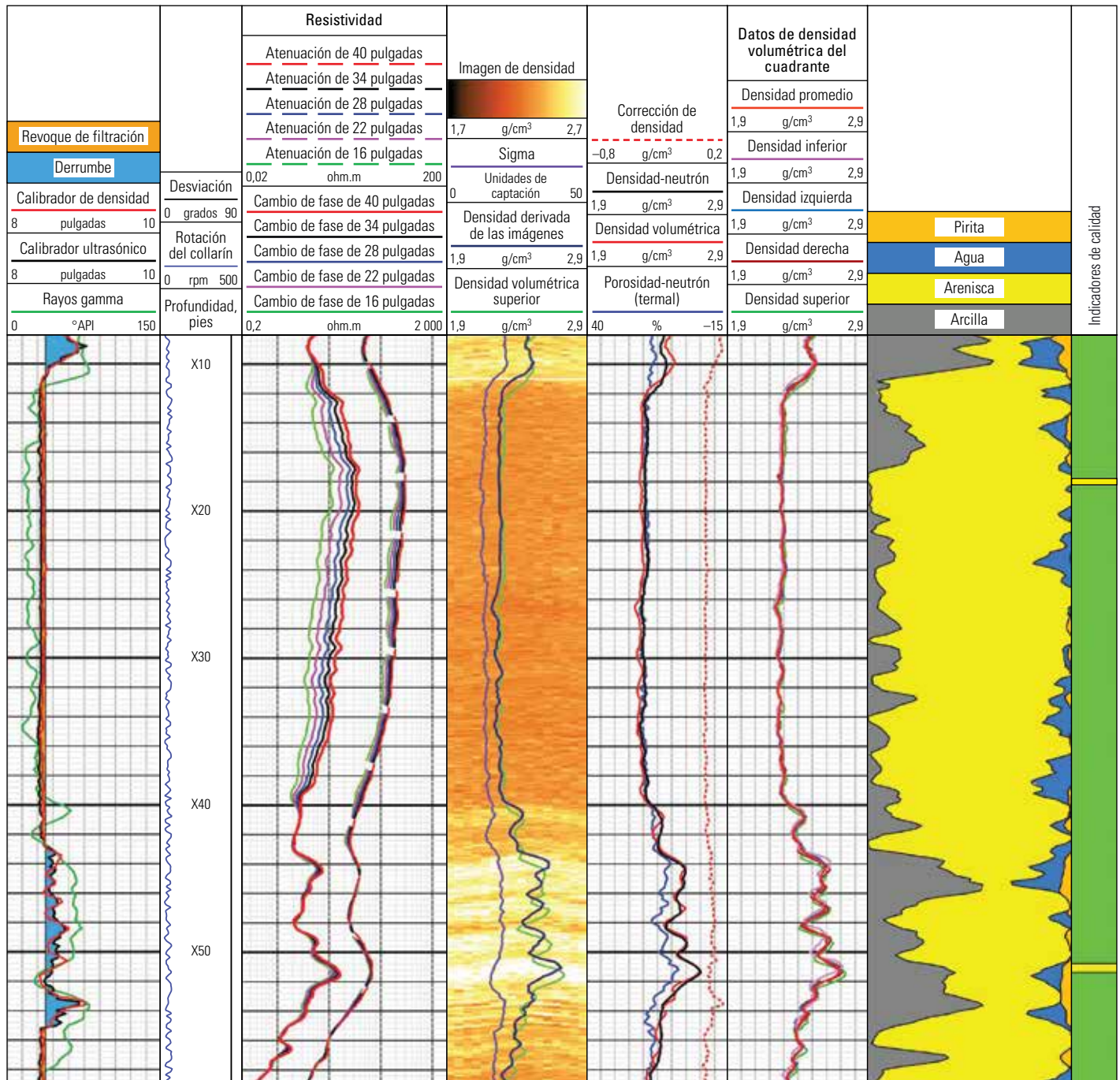


Figura 2. Generación de imágenes azimutales LWD. La imagen de densidad volumétrica derivada de una herramienta adnVISION (carril 3) proporciona información sobre la circunferencia del pozo en un pozo horizontal. Los datos de densidad también son presentados como curvas (carriles 3, 4 y 5) y se muestran de acuerdo con el cuadrante desde el que fueron adquiridos (carriles 3 y 5). Los datos de densidad volumétrica y porosidad-neutrón pueden ser afectados por las condiciones del pozo, como puede observarse alrededor de X50 pies, en donde el calibrador indica un derrumbe (carril 1, sombreado azul). Dado que este pozo es horizontal, las salidas azimutales de la herramienta son referenciadas en sentido ascendente, descendente, a la izquierda y a la derecha. En un pozo vertical, las referencias son el norte, el sur, el este y el oeste.

las muestras a la superficie. Desde el punto de vista de los costos y la cobertura, las herramientas modernas de adquisición de registros a veces pueden suministrar detalles del yacimiento de los que no podría disponerse a partir de los núcleos físicos. Si bien las imágenes no pueden reemplazar a los núcleos, claramente brindan información visual cualitativa y cuantitativa si no se dispone de núcleos; desde una perspectiva visual, son quizás los dispositivos más similares de que se dispone para satisfacer esa visión original de los núcleos eléctricos.

Los primeros dispositivos generadores de imágenes —introducidos en la década de 1980— fueron desarrollados a partir de herramientas diseñadas para obtener mediciones de los dispositivos de medición de echados.² Las herramientas de medición de echados utilizan una combinación de sensores eléctricos y mecánicos para adquirir datos a partir de los cuales se puede determinar la magnitud y dirección del echado de la formación. Los geólogos utilizan la información del echado como ayuda para comprender la geometría subterránea de las estructuras geológicas; luego, la información puede ser utilizada para proyectar la geometría estructural lejos del pozo y hacia el interior de la formación.

Las mejoras continuas y los cambios introducidos en el hardware, la física de las mediciones, la capacidad de procesamiento, y las tecnologías de herramientas y transmisión de datos, se tradujeron con el tiempo en el desarrollo de generadores de imágenes que proporcionaban mucho más que el echado de la formación. Las herramientas de generación de imágenes adquieren datos de conductividad (o resistividad recíproca) de alta resolución desde una profundidad de investigación muy somera y proporcionan una imagen de una

porción de la circunferencia del pozo. Estas imágenes son representativas de los rasgos que intersectan el pozo.

Mediante la interpretación de la información generada tanto con el procesamiento por computadora como con las correlaciones manuales, los geólogos identifican los rasgos geológicos. Antes de que estuvieran disponibles los generadores de imágenes, los geólogos utilizaban los datos de los medidores de echados principalmente como guía para la planeación de la localización del pozo siguiente y podían determinar la dirección necesaria para desplazarse estructura arriba o estructura abajo, la localización de las fallas y la presencia de anomalías estructurales. Los registros de imágenes modernos ofrecen la oportunidad de comprender mejor las características geológicas de los yacimientos y visualizar el pozo en el contexto del yacimiento.

Avanzando más allá de las herramientas de medición de echados, las herramientas de generación de imágenes ahora permiten a los intérpretes identificar los rasgos estructurales, tales como fallas, pliegues, discordancias angulares y la geometría de la estratificación, e inferir la dirección de paleotransporte de las arenas y las condiciones existentes durante la depositación. Los geólogos también pueden utilizar las imágenes para detectar la presencia de fracturas y definir sus propiedades —elemento crucial en la caracterización de yacimientos compactos— para luego incorporar dichas propiedades en los diseños de las terminaciones de pozos y utilizar la información para la optimización de los campos petroleros.

La capacidad para detectar rasgos pequeños, tales como las fracturas, no es fácil de implementar en los pozos perforados con sistemas de lodo a base de aceite (OBM).³ El lodo y el revoque de filtración agregan una capa de aislación eléctrica en el pozo, que en general vuelve ineficaces a las herramientas tradicionales de generación de imágenes basadas en la conductividad. Los generadores de imágenes diseñados para trabajar con sistemas OBM no han proporcionado el nivel de resolución que sí proveen las herramientas diseñadas para sistemas a base de agua (WBM); la principal dificultad radica en la determinación de las propiedades cuantitativas de las fracturas. Para abordar esta situación, recientemente se introdujo el servicio foto-realista de geología de yacimientos Quanta Geo que adquiere imágenes representativas de la pared del pozo en el ambiente desafiante de los sistemas OBM.

Este artículo analiza la evolución de los servicios de generación de imágenes; desde las herra-

mientas de medición de echados hasta los dispositivos de obtención de imágenes de última generación. Algunos casos de estudio demuestran la utilización de los registros de imágenes en los pozos OBM para el análisis estratigráfico de los pozos perforados en los ambientes de aguas profundas del Golfo de México y para el análisis de las fracturas en los pozos perforados en yacimientos no convencionales.

Pintando la imagen de un pozo

Antes de que las computadoras se convirtieran en un elemento de disponibilidad inmediata, se obtenían datos de medición de echados de resolución relativamente alta en el fondo del pozo y la información recabada se presentaba en una película fotográfica. Los analistas leían e interpretaban manualmente estos datos, lo cual constituía un proceso tedioso. La introducción de las unidades de adquisición de registros computarizadas y el procesamiento de datos digitales posibilitó la adquisición de datos con una velocidad de muestreo más alta que la velocidad previamente posible. Las herramientas modernas de adquisición de registros adquieren más información que la que puede asimilar, integrar y procesar la mayoría de los seres humanos. El procesamiento por computadora se ha vuelto indispensable para la obtención de información en un formato utilizable.

La capacidad de las herramientas de adquisición de registros durante la perforación (LWD) para obtener mediciones azimutales de los alrededores de la circunferencia del pozo modificó además la forma en que muchos analistas visualizan los datos de fondo de pozo. De manera similar a la utilizada por los dispositivos convencionales de adquisición de registros con cable, las herramientas LWD adquieren datos linealmente por medio del movimiento de la herramienta a lo largo del pozo; no obstante, las herramientas azimutales también adquieren datos de toda la circunferencia del pozo a medida que rotan. Los datos azimutales son presentados luego como una imagen del pozo, es decir, “se pinta una imagen” de su interior. Dado que simultáneamente se mide la orientación de la herramienta, las imágenes pueden ser alineadas con la geometría del pozo. No obstante, la resolución de estos datos es insuficiente para detectar los detalles pequeños (Figura 2).

Muchas herramientas LWD pueden proporcionar los datos azimutales presentados en forma de imágenes del pozo, entre otras, los dispositivos de rayos gamma azimutales, el generador de imágenes de alta definición durante la perforación MicroScope HD y el servicio de neutrón-densidad azimutal adnVISION.⁴ En muchas operaciones de

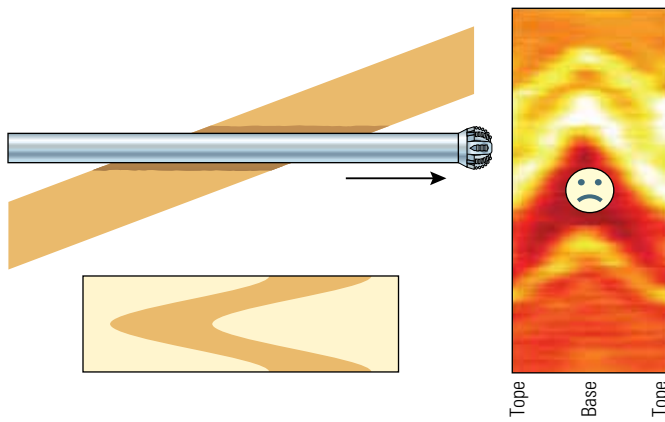
1. Para obtener más información sobre los servicios de extracción de núcleos, consulte: Andersen MA, Duncan B y McLin R: “Los núcleos en la evaluación de formaciones,” *Oilfield Review* 25, no. 2 (Diciembre de 2013): 16–27.

2. Para obtener más información sobre los generadores de imágenes convencionales y la interpretación de imágenes, consulte: Wong SA, Startzman RA y Kuo T-B: “A New Approach to the Interpretation of Wellbore Images,” artículo SPE 19579, presentado en la 64a Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, EUA, 8 al 11 de octubre de 1989.

3. Para obtener más información sobre los primeros servicios de adquisición de registros utilizados para la generación de imágenes en los sistemas OBM, consulte: Cheung P, Hayman A, Laronga R, Cook G, Flournoy G, Goetz P, Imágenes claras en lodos a base de aceite,” *Oilfield Review* 13, no. 4 (Primavera de 2002): 2–27.

4. Para obtener más información sobre las herramientas de generación de imágenes azimutales LWD y la utilización de datos azimutales para la navegación estructural, consulte: Amer A, Chinellato F, Collins S, Denichou J-M, Dubourg I, Griffiths R, Koepsell R, Lyngra S, Marza P, Murray D y Roberts I: “Navegación estructural: Un camino hacia la productividad,” *Oilfield Review* 25, no. 1 (Septiembre de 2013): 14–33.

Capa inclinada lejos del punto de comienzo de la desviación



Capa inclinada hacia el punto de comienzo de la desviación

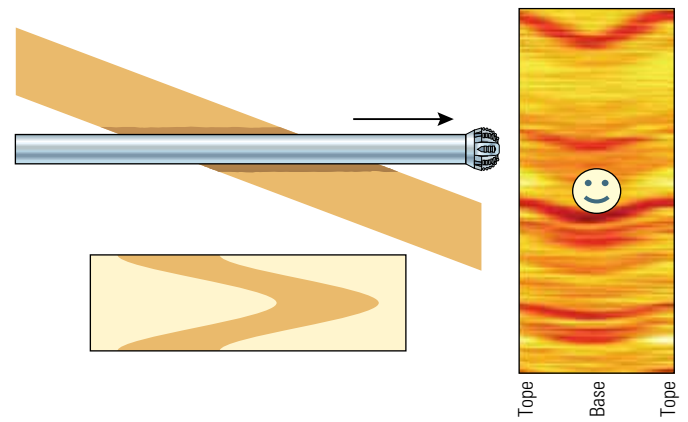


Figura 3. Posicionamiento de pozos utilizando datos como imágenes. Los datos de registros azimutales, expresados con caritas tristes y sonrientes, ayudan a los ingenieros de posicionamiento de pozos a determinar las correcciones de la barrena durante la perforación. Cuando un pozo atraviesa un plano de estratificación, la respuesta de la herramienta de adquisición de registros azimutales indica si el pozo está saliendo de una capa geológica ascendente o descendente. Cuando el pozo atraviesa una capa ascendente (*izquierda*), el primer contacto con la formación se produce en el extremo inferior del pozo; cuando la barrena sale de la capa, el último contacto tiene lugar en el tope del pozo. Los datos aparecen en la imagen representados con una carita triste. Por el contrario, las mediciones de un pozo que sale de un plano de estratificación descendente aparecen como una carita sonriente (*derecha*). Sobre la base de estas interpretaciones, los ingenieros de perforación pueden guiar la barrena hacia arriba o hacia abajo para asegurar que el pozo permanezca en una zona objetivo o se reconecte con ésta.

perforación horizontal, la interpretación de las imágenes de los datos obtenidos con las herramientas azimutales se ha vuelto crucial para el ajuste de la trayectoria de los pozos en tiempo real; en sentido ascendente, descendente, hacia la izquierda o hacia la derecha (Figura 3).

Las herramientas de adquisición de registros con cable fueron los primeros dispositivos de adquisición de datos que se exhibían como imágenes de la circunferencia del pozo, si bien pocas herramientas operadas con cable poseen las capacidades de adquisición de datos azimutales

que ofrecen normalmente las herramientas LWD. Una excepción es el generador de imágenes ultrasónicas de la pared del pozo UBI, que utiliza un arreglo rotativo para mapear toda la circunferencia del pozo a partir de las reflexiones ultrasónicas provenientes de sus paredes. Dado que depende de la calidad de las reflexiones provenientes del pozo, la herramienta UBI funciona mejor en formaciones duras.

Los dispositivos de generación más antigua provistos de múltiples patines, tales como la herramienta de medición de echados de alta resolución

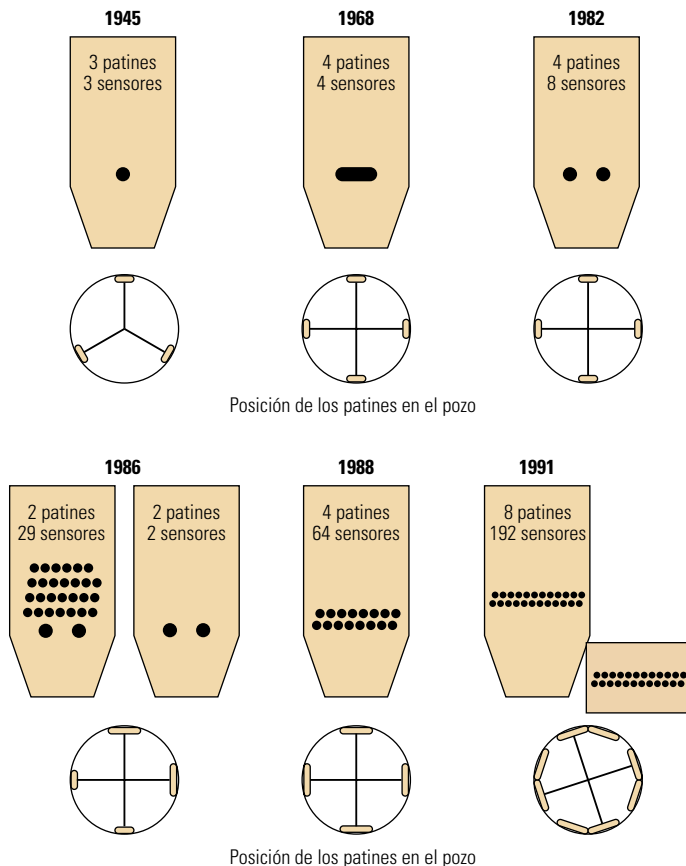


Figura 4. Evolución de la generación de imágenes. La herramienta original de medición del echado de 1945 estaba provista de tres patines; cada patín contaba con un solo botón sensor (*arriba, a la izquierda*). A medida que se desarrollaron las sucesivas generaciones de herramientas, los ingenieros agregaron patines e incrementaron el número de botones sensores en cada patín. La herramienta FMS (*abajo, a la izquierda*), introducida a mediados de la década de 1980, fue una de las primeras herramientas operadas con cable que proporcionó registros de imágenes. Los desarrolladores observaron que las múltiples hileras paralelas de botones del diseño original no eran necesarias, y la herramienta FMS original fue modificada en 1988 para que tuviera sólo dos hileras de sensores en cada uno de sus cuatro patines, lo que constituía un total de 64 sensores (*abajo, centro*). El generador de imágenes de la formación FMI (*abajo, a la derecha*), introducido en el año 1991, posee cuatro patines con cuatro charnelas y un total de 192 sensores. El esquema del pozo que aparece debajo de cada herramienta muestra la cobertura de los patines en un pozo de 8 pulgadas.

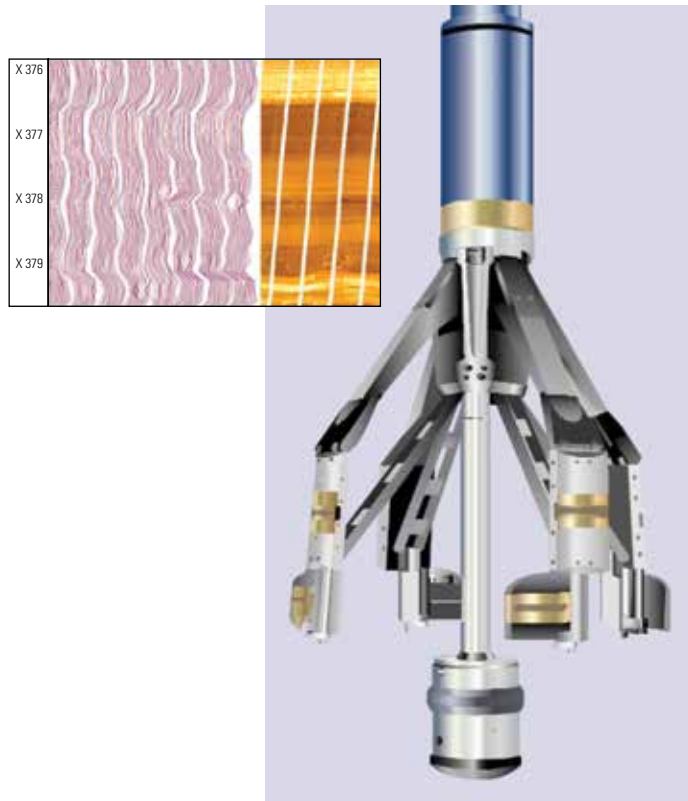


Figura 5. Herramienta de generación de imágenes de última generación para los sistemas WBM. La herramienta FMI-HD, que posee cuatro patines y cuatro charnelas, cuenta con un total de 192 sensores con botones. Los brazos del calibrador se extienden y las charnelas rotan para proporcionar una superficie de adquisición cuyo ancho duplica al de las herramientas que poseen sólo cuatro patines. El espaciamento estrecho y las distancias fijas entre los botones de los sensores arrojan datos de alta resolución; el espaciamento fijo provee un método sistemático para la corrección de la velocidad. La herramienta genera una corriente continua de datos de alta resolución (*inserto*) desde sus 192 botones, a partir de los cuales se generan las imágenes.

HDT, adquirirían datos desde cuatro regiones del interior del pozo. Mediante la correlación de los datos adquiridos desde los alrededores del pozo, era posible determinar la magnitud y la dirección de la estratificación o el echado de los rasgos en forma manual o por computadora. A través de las sucesivas generaciones de herramientas de medición de echados, el número de sensores y patines se incrementó y finalmente surgieron diseños de herramientas con una densidad de sensores suficiente para proporcionar capacidades de generación de imágenes (Figura 4).

5. Una herramienta FMS con cuatro patines para la generación de imágenes fue la precursora de la herramienta FMI-HD. Para obtener más información, consulte: Bourke L, Delfiner P, Trouiller J-C, Fett T, Grace M, Luthi S, Serra O y Standen E: "Using Formation MicroScanner Images," *The Technical Review* 37, no. 1 (Enero de 1989): 16-40.

6. Para obtener más información sobre el servicio FMI, consulte: Adams J, Bourke L y Buck S: "Integrating Formation MicroScanner Images and Cores with Case Studies," *Oilfield Review* 2, no. 1 (Enero de 1990): 52-65.

El herramienta Formation MicroScanner (FMS) fue uno de los primeros servicios exitosos de generación de imágenes de la pared del pozo. Equipada con cuatro patines, la herramienta original estaba provista de 27 sensores en dos de los patines, que adquirirían datos cada 2,5 mm [0,1 pulgadas].⁵ Los otros dos patines contaban solamente con dos sensores con botones cada uno. Este diseño permitía generar imágenes básicas del pozo, pero la cobertura del interior del pozo requería múltiples pasadas y el ajuste manual de las profundidades. Una actualización de la herramienta FMS fue diseñada con dos hileras de ocho botones de sensores en cada uno de sus cuatro patines, con lo que se cubría una mayor parte del pozo en una sola pasada.

El generador de microimágenes de la formación de alta definición FMI-HD es el dispositivo de última generación desarrollado por Schlumberger para la evaluación de la estructura y la estratigrafía de las rocas en los sistemas WBM y en algunos

sistemas OBM.⁶ Esta herramienta está equipada con 192 sensores, o electrodos de botones, instalados en patines y extrae muestras cada 2,5 mm (Figura 5). Los electrodos de botones se disponen en hileras paralelas a través de la cara de cada patín, y cada patín posee una extensión de tipo charnela a bisagra con sus propias hileras paralelas de sensores. Cuando se extienden los patines, que se encuentran montados en los brazos del calibrador, las charnelas se abren e incrementan la cobertura perimetral del pozo. En un pozo de 8 pulgadas, la herramienta cubre el 80% de la circunferencia. Este diseño genera una resolución de 5 mm [0,2 pulgadas]; cualquier rasgo de 5 mm o de un tamaño mayor puede ser medido directamente, si bien pueden obtenerse imágenes de rasgos más pequeños, incluyendo las fracturas, si existe suficiente contraste eléctrico con el fondo.

Para que los intérpretes visualicen estos datos, las mediciones son convertidas de valores de conductividad a imágenes. Es decir, estas imágenes se crean a partir de mediciones eléctricas que se convierten en píxeles. Sin embargo, antes de la existencia de los registros de imágenes, la interpretación de las mediciones de echados se basaba en diagramas de flechas computados a partir de datos de pozos.

Las respuestas en los diagramas de flechas

Los analistas de registros aún utilizan las flechas de los registros de mediciones de echados para describir la estratigrafía y la geometría estructural del fondo del pozo. Las flechas representan la información computada a partir de los datos crudos de los medidores de echados y proporcionan dos parámetros principales: la dirección y la magnitud del echado (Figura 6). Cada flecha consta

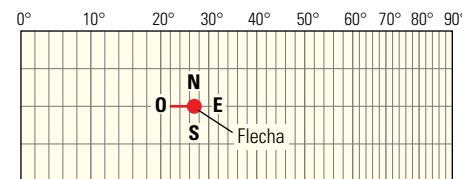


Figura 6. Diagramas de flechas derivados de los datos de los medidores de echados (buzamientos). Una sola flecha computada a partir de los datos de la herramienta de medición de echados indica una variedad de propiedades geométricas del yacimiento. La posición de la cabeza de la flecha en la escala indica la magnitud del echado de la formación. La cola de la flecha señala la dirección descendente. Esta flecha del ejemplo indica un echado de formación de 27° que se inclina hacia el oeste. Las flechas han evolucionado con el correr de los años para incluir codificaciones de colores, indicadores de calidad y modificaciones que representan fracturas u otros rasgos.

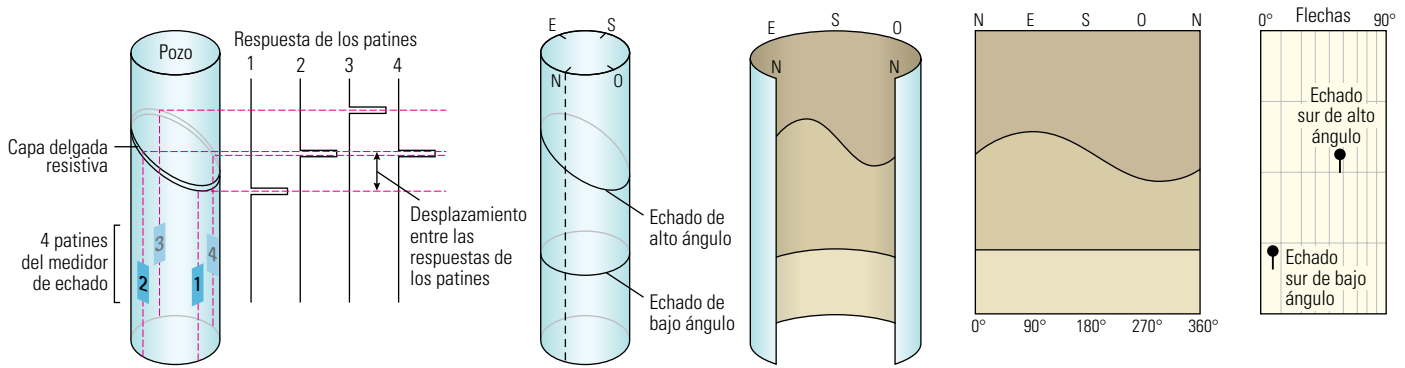


Figura 7. Detección de los límites de capas y del echado de la formación. A medida que una herramienta de medición de echados se extrae del pozo (izquierda), los sensores de los patines intersectan el rasgo o el plano de estratificación en varios puntos a lo largo de la pared del pozo. Mediante la correlación de esos puntos y la determinación de las coordenadas cardinales de la herramienta (centro, a la izquierda), es posible computar la geometría del plano de estratificación. Si los datos provenientes de la superficie interna del pozo se representan en forma continua (centro) y se presentan en 2D (centro, a la derecha), un plano de estratificación inclinado formará una sinusoide, lo que proporciona una indicación de la dirección y la magnitud del echado de la formación. Los analistas utilizan las imágenes de la superficie interna de la pared del pozo para visualizar la geometría de la formación e identificar rasgos tales como fracturas y discordancias. La dirección echado abajo que aparece en la imagen parece ser oeste, si bien la mayor parte de los datos como imágenes son presentados utilizando el echado aparente. Según las flechas computadas a partir de estos datos (derecha), que incluyen la rotación para determinar la deriva del pozo y de la herramienta, el echado verdadero buza hacia el sur.

de una cabeza y una cola. La cabeza de la flecha se representa gráficamente en una gráfica con una escala de 0° a 90° y su posición en la escala indica la magnitud del echado. La cola señala la dirección descendente, o echado, de la formación o del rasgo y la representación se basa en una brújula de bolsillo. El norte verdadero se ubica en la parte superior, seguido en sentido horario, por el este, el sur, el oeste y de regreso al norte, a través de un ciclo completo de 360° . Mediante la lectura de la magnitud del echado a partir de la posición de la cabeza y la dirección desde la cola, los intérpretes infieren la geometría de las formaciones o de los rasgos.

Las flechas se computan a partir de los datos adquiridos a medida que la herramienta atraviesa el pozo durante la adquisición de registros; si se encuentran planos de estratificación con resistividades contrastantes, la herramienta detectará esos eventos a lo largo del pozo (Figura 7). Si todos los patines detectaran un evento en la misma profundidad, el echado relativo sería de 0° . Si los sensores encuentran una capa o un rasgo inclinado que atraviesa el pozo, lo detectan en distintos puntos del interior del pozo. La magnitud del echado se determina computando el desplazamiento de estos eventos. Un echado estructural de 1° solamente producirá un desplazamiento de aproximadamente 5 mm a través de un pozo de 8 pulgadas, valor que se encuentra dentro del rango de resolución de la herramienta.

La posición de un patín es referenciada con respecto al norte verdadero, que determina la orientación de la herramienta. Esto define además la posición de los otros patines y sensores. La orientación de los patines en el pozo, en conjunto con el

desplazamiento entre los eventos conductivos o resistivos, es utilizada para definir la profundidad, la dirección y la magnitud del echado de un plano de estratificación o de un rasgo. La dirección y la magnitud son presentadas luego como un echado aparente, lo cual se relaciona con la orientación de la herramienta. Este echado aparente puede ser corregido además por el ángulo y la inclinación del pozo, también aludidos como deriva del pozo (Figura 8). Los sensores miden la posición de la herramienta con respecto al norte verdadero y determinan su desviación respecto de la vertical. Cuando la contribución de la herramienta y la posición del pozo rotan hacia afuera, el echado verdadero de la formación con respecto a la horizontal puede ser indicado como una flecha.

Una flecha sola no es suficiente para determinar la geometría de la formación. En el pasado, la interpretación de los datos de los medidores de echados, que es al mismo tiempo un arte y una ciencia, era un proceso por el cual los analistas identificaban en las flechas tendencias o patrones a partir de los cuales podían describirse las estructuras del fondo del pozo. Los tres patrones primarios a menudo se indican con los colores rojo, azul y verde (Figura 9). Un patrón rojo indica el incremento de la magnitud del echado con la profundidad, uno azul señala la reducción de la magnitud del echado con la profundidad y uno verde corresponde a un echado uniforme o sin modificaciones con la profundidad. El azimut de los echados debería ser constante o modificarse lenta-

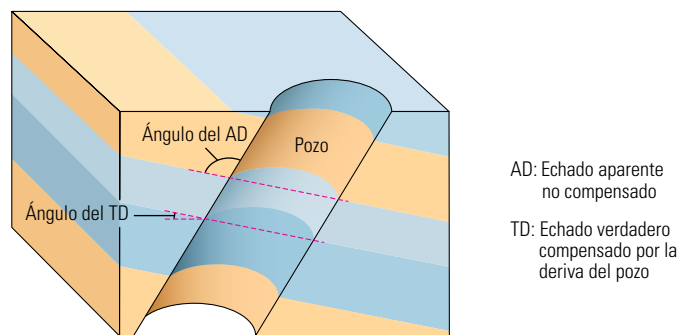


Figura 8. Corrección por la deriva del pozo y la geometría de la formación. El echado aparente (AD) es el ángulo computado del plano de estratificación de la formación o del rasgo cuando atraviesa el pozo. El echado verdadero (TD) es el AD corregido por la geometría del pozo y la deriva de la herramienta; estos datos rotados reflejan la desviación con respecto a la horizontal. Algunos rasgos estratigráficos, tales como la dirección paleodepositacional, pueden verse con mayor facilidad en los datos que tienen el echado estructural suprimido (no mostrado) porque los datos resultantes pueden ser representativos de las condiciones que existían en el momento de la depositación.

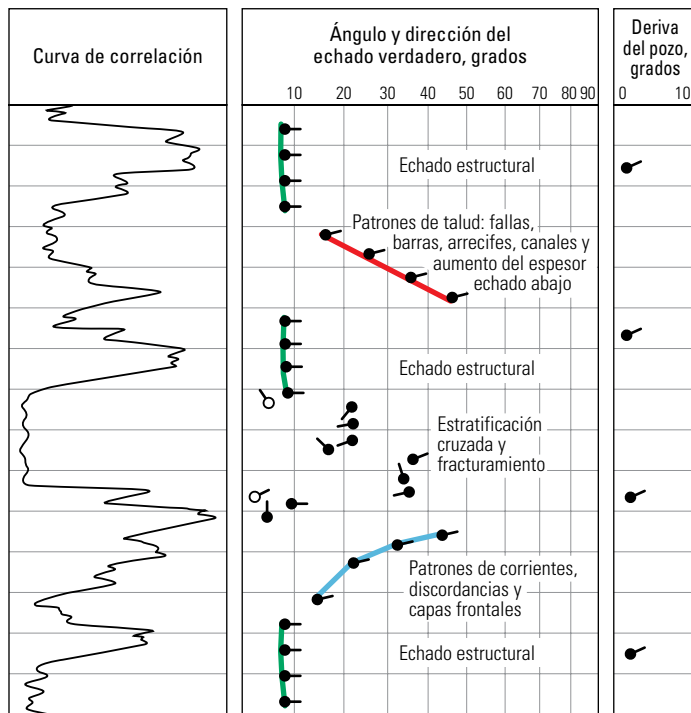


Figura 9. Interpretación de los datos del medidor de echados para el reconocimiento de patrones. Los patrones o motivos verdes (carril 2) representan el echado estructural general de una formación y suelen ser más consistentes en los ambientes depositacionales de baja energía, tales como las lutitas, como se indica en la curva de correlación (carril 1), que en los ambientes de deposición de alta energía típicos de las areniscas. Los cambios abruptos del echado estructural pueden producirse cuando un pozo atraviesa una discordancia o una falla. Los patrones o motivos rojos corresponden al incremento del echado con la profundidad y pueden ser indicativos de la proximidad de fallas, estructuras de tipo drapeado y canales. Los patrones o motivos azules corresponden a la reducción del echado con la profundidad y pueden indicar la estratificación, la dirección paleodepositacional y la deformación por debajo de las fallas y las discordancias. La geometría del pozo también puede ser representada con flechas (carril 3). Este pozo exhibe una deriva de aproximadamente 2° respecto de la vertical hacia el ENE.

mente a través de la sección o del rasgo. Los patrones pueden resultar de una variedad de rasgos, pero los intérpretes los han utilizado principalmente como guías para la selección de la dirección de las posiciones de los pozos vecinos o para la definición de la dirección depositacional. Las interpretaciones de los datos de los medidores de echados se utilizan a menudo para explicar por qué un pozo encontró secciones de formaciones inesperadas o pasadas por alto, por ejemplo, a raíz de atravesar una falla.

Hoy, los geólogos que interpretan los datos de los medidores de echados y las imágenes van mucho más allá del reconocimiento de patrones rojos, azules y verdes. A partir de las imágenes, estos profesionales pueden interpretar la estratigrafía y la estructura del fondo del pozo.

Evolución: De las flechas a las imágenes

El reconocimiento de patrones tradicional consistía en tomar un concepto 2D y construir una visión 3D del yacimiento. Esta macro vista del ambiente de fondo de pozo se utilizaba para describir la geometría de la formación; sin embargo hoy, la vista del interior del pozo, puede mostrarle al intérprete mucho más acerca de las características de las rocas y las formaciones. Esta tarea se lleva a cabo utilizando datos que se muestran como imágenes del pozo.

La conversión de las mediciones obtenidas con las herramientas en imágenes es análoga a los procesos utilizados en la fotografía digital moderna. Un tipo de cámara digital utilizada en nuestros días es el dispositivo de carga acoplada (CCD).⁷ La parte principal de la cámara está

constituida por un arreglo de sensores densamente empacados. Los fotones entrantes chocan con una porción de la superficie de los sensores y son convertidos a electrones (Figura 10). Un conversor analógico-digital acumula la información de la carga de estos electrones y la transmite

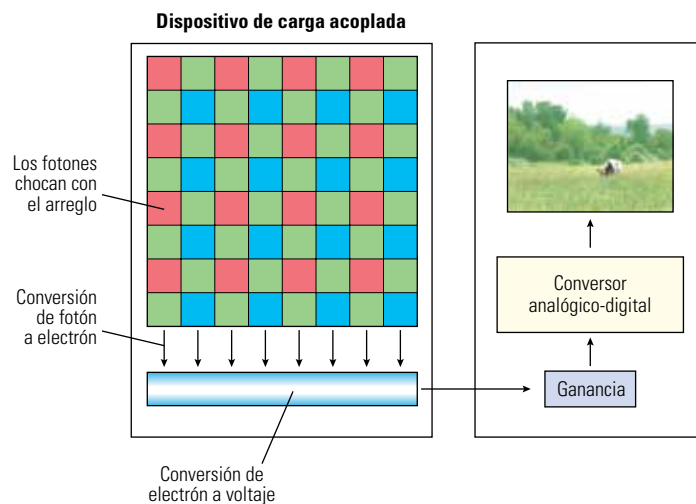


Figura 10. Creación de imágenes digitales. Una cámara de tipo dispositivo de carga acoplada (CCD) está compuesta por un arreglo de sensores. La luz (fotones) choca con la superficie del CCD (izquierda) y los sensores detectan los fotones y los convierten a electrones. Los electrones son medidos y convertidos a voltaje. La medición analógica del voltaje se envía a un procesador, en el que es convertida a datos digitales para su almacenamiento. Un sensor CCD no genera una imagen como lo hacen las cámaras de película; la imagen es recreada a partir de los datos almacenados en la posición de cada pixel. Este proceso es similar al proceso utilizado para la conversión de los datos de conductividad (o de resistividad) en pixeles para la generación de registros de imágenes.

7. Los sensores de dispositivos de carga acoplada fueron inventados por Willard Boyle y George Smith en los laboratorios AT&T Bell de Nueva Jersey, EUA, en 1969.

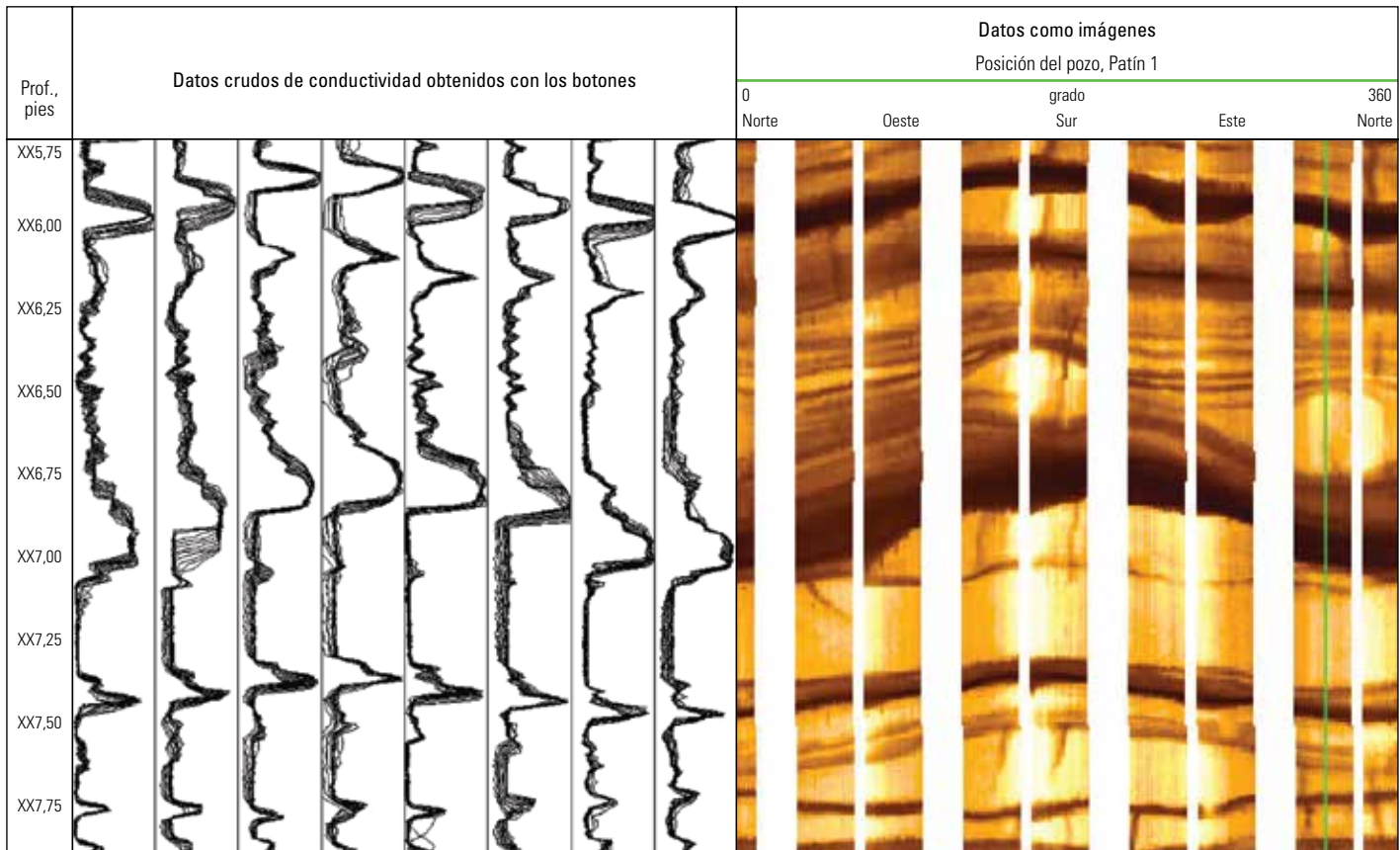


Figura 11. Datos obtenidos con la herramienta FMI-HD convertidos a una imagen. Los 192 botones situados en las cuatro charnelas y los cuatro patines de la herramienta FMI-HD generan una corriente de datos de conductividad (*izquierda*). Estos datos se procesan, a los valores se les asigna un color de la escala, y se genera una imagen (*derecha*). El geólogo que analiza las imágenes puede modificar la escala y el rango de colores para resaltar los rasgos. La posición cardinal del patín 1 puede ser identificada a partir de la curva verde de la derecha extrema.

para su procesamiento posterior y su almacenamiento final. Cuanto mayor es la densidad de empaque de los sensores del arreglo, más grande es el número de píxeles y más alta la resolución.

A diferencia de la fotografía sobre película, en la fotografía digital no existe una imagen “física” sino que las fotografías se reconstruyen a partir de datos digitales que representan la luz que cae sobre los sensores. De un modo similar al proceso en el cual las cámaras digitales convierten los datos de las señales en píxeles y juntan los píxeles para formar imágenes, los datos de conductividad de alta resolución derivados de los botones de los sensores de los generadores de imágenes se convierten en píxeles y se muestran en conjunto como una imagen (Figura 11). La imagen no es una imagen real, sino una representación de los cambios producidos en la conductividad a lo largo del interior del pozo.

El proceso de generación de imágenes

Los datos obtenidos durante la adquisición de registros se asemejan poco al producto final en forma

de imagen. Los botones generan una corriente continua de mediciones de conductividad paralelas, que se transmiten hacia la superficie y se registran. Los 192 botones de la herramienta FMI-HD —cada uno de los cuales posee un diámetro de 5 mm— adquieren una medición con cada 2,5 mm de movimiento de la herramienta. El espaciamiento de los sensores horizontales y verticales de la herramienta, en conjunto con la alta frecuencia de muestreo, permite que la herramienta mida rasgos de tan sólo 5 mm, si bien puede resolver eventos mucho más pequeños. Las mediciones tales como la posición de la herramienta, las propiedades del campo magnético de la Tierra, los datos del calibrador y la información de los sensores de baja resolución, se muestrean cada 3,8 cm [1,5 pulgadas].

Los datos crudos deben ser revisados para el control de calidad, aplicándose las correcciones que se requieran durante el procesamiento. Un paso crucial del proceso de control de calidad (QC) es la corrección de la velocidad, cuyo objetivo es posicionar cada medición en el pozo a la profundidad correcta con respecto a todas las demás mediciones.

La corrección de la velocidad tiene como objetivo superar el problema del movimiento no uniforme de la herramienta y asegurar la integridad de los datos. Hasta los cambios leves producidos en el movimiento de la herramienta durante la adquisición de los datos de alta resolución pueden afectar la calidad de la imagen.

La corrección de la velocidad es a menudo un proceso que implica dos pasos. Los acelerómetros de los generadores de imágenes detectan los movimientos incrementales de las herramientas; para estas variaciones pequeñas, se aplican compensaciones como una corrección de primer nivel. Dado que los botones de los sensores están dispuestos en hileras paralelas con un espaciamiento fijo, es posible comparar los cambios de resistividad producidos en los cruces de límites. Si se observa que el mismo evento se encuentra desplazado entre las hileras, los datos pueden ser desplazados para ajustarse al desplazamiento. Los métodos de detección del movimiento de las herramientas basados en software ayudan a refinar posteriormente la corrección de velocidad inicial. La combi-

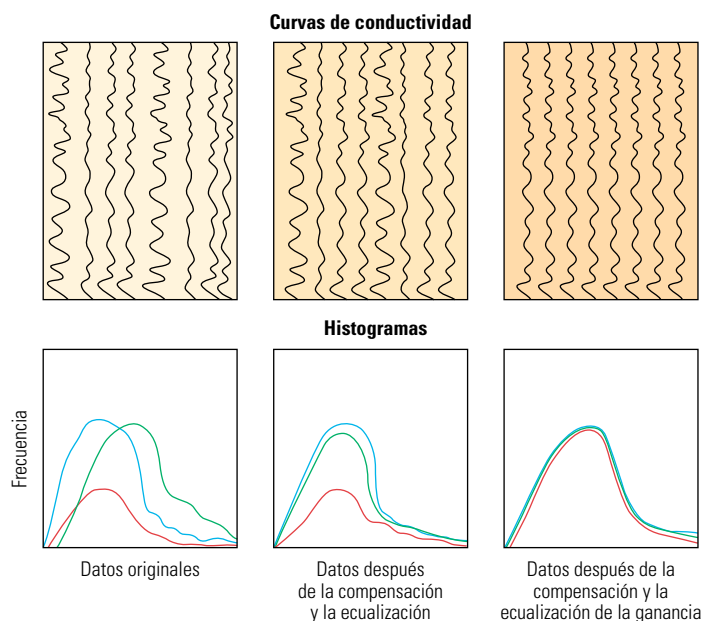


Figura 12. Procesamiento de los datos crudos. Las corrientes de datos crudos de los sensores con botones (*extremo superior*) se desplazan en profundidad, se compensan y se ecualizan (*extremo inferior*). Este procesamiento arroja datos más consistentes y una mejor calidad de la imagen que la que se obtendría a partir de los datos sin procesar.

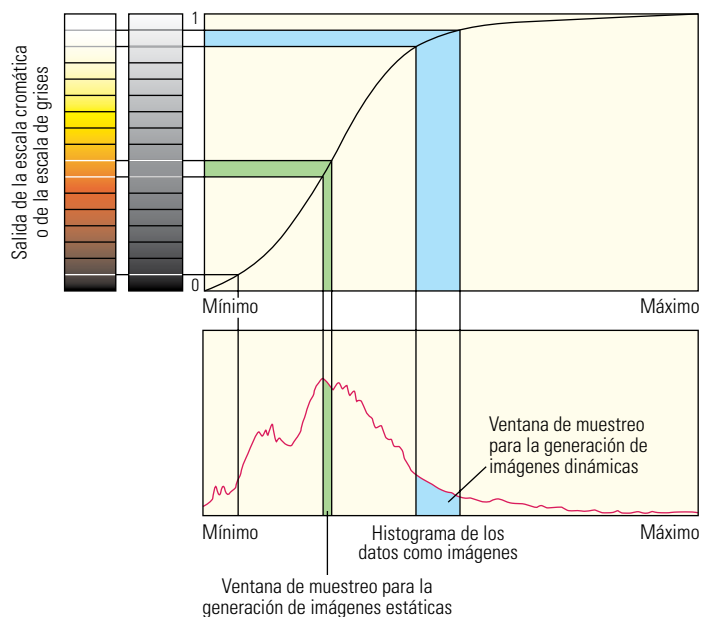


Figura 13. De las imágenes de conductividad del pozo a las imágenes de la pared del pozo. Después de la aplicación de compensaciones y de la normalización, a los datos procesados se les asigna una escala cromática o una escala acromática o de grises basada en la conductividad (o en la resistividad) medida. En este esquema, los rasgos conductivos son representados con colores oscuros y los resistivos, con colores claros. Dado que el rango de resistividad de la herramienta es amplio, los datos son presentados generalmente en modo estático y en un modo ajustado dinámicamente. Para la generación de imágenes estáticas, el valor pico (sombras de verde) corresponde a un color o a una sombra de gris. Para el escalado dinámico, la computadora muestrea los datos fuera del valor pico (sombras de azul) y utiliza la información para crear una imagen mejorada. La escala cromática o la acromática también pueden invertirse para resaltar rasgos resistivos o conductivos. Los diversos modos permiten a los analistas ver detalles y rasgos que de lo contrario podrían enmascarse.

nación de los métodos genera una corrección robusta; no obstante, cuando se producen irregularidades extremas en el movimiento de las herramientas, especialmente del tipo atascamiento y desenganche, puede ocurrir que no se puedan recuperar los datos.

El paso siguiente del procesamiento consiste en armonizar las respuestas de los botones (Figura 12). Las respuestas crudas de los botones no se calibran, pero puede utilizarse un proceso de normalización entre un botón y otro para garantizar la generación de una imagen razonable. En este paso, las ganancias y las compensaciones se computan para cada botón a lo largo de una ventana deslizante, oscilante normalmente entre 5 y 30 m [15 y 100 pies], para proporcionar a todos los botones una respuesta comparable. A estas respuestas normalizadas se les asigna luego un valor de la escala cromática o de la escala de grises y las respuestas se presentan como una imagen del pozo que va de 0° a 360° , con el borde izquierdo en 0° y el borde derecho en 360° representando el norte verdadero. El centro de la imagen a 180° representa el sur. Para los pozos horizontales, el tope del pozo se encuentra en los bordes izquierdo y derecho (0° y 360°) y el fondo, en el centro de la imagen (a 180°).

Los datos son presentados normalmente tanto en modo estático como dinámicamente mejorado; este último puede incrementar el rango visible de las imágenes utilizables (Figura 13). La imagen estática ayuda al intérprete a mantener el contexto de la imagen —reconocer si se está interpretando una capa conductiva o una capa resistiva— y reconocer los límites de las capas principales por su asociación con cambios de resistividad significativos. La imagen dinámica permite al intérprete ver el máximo detalle de la textura de la formación y resulta de utilidad para la identificación de estructuras sedimentarias, texturas asociadas con sistemas de porosidad complejos y fracturas tanto naturales como inducidas por la perforación. Si el rango de contraste es pequeño, pueden utilizarse ecualizaciones estáticas solamente.

Las imágenes pueden ser presentadas en diversos colores o en la escala acromática o de grises. Un esquema de colores típico, al que se alude como esquema de calor, utiliza un gradiente de amarillo a marrón puesto en escala desde el extremo claro hasta el extremo oscuro. El color real es arbitrario, pero puede ayudar a resaltar rasgos. La comparación de los registros de imágenes a color con núcleos físicos puede ser desconcertante porque la roca real no posee tanto contraste físico como el contraste visual típico de los

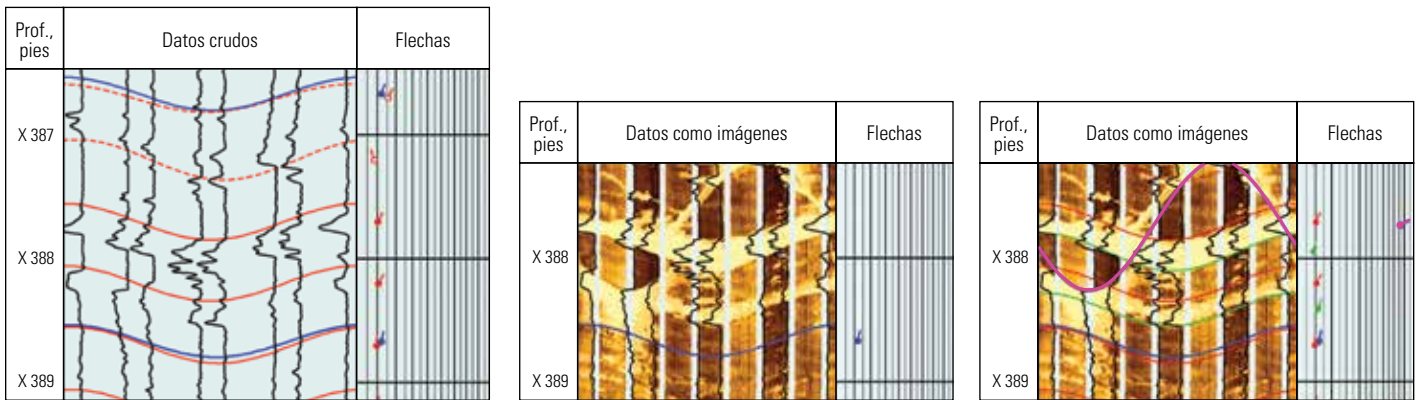


Figura 14. Razones a favor de las imágenes. El echado estructural puede ser identificado en los datos crudos (izquierda, carril 1). Estos datos han sido procesados con la computadora para generar diagramas de flechas (carril 2). Las flechas rojas son generadas a partir de datos que cubren intervalos de 1 pie; las azules son la salida resultante de 2 pies de datos. Los resultados computados asociados con una menor confiabilidad se muestran como flechas con círculos abiertos y las líneas representan las sinusoides computadas. En la visualización de la imagen (centro), la flecha generada con la computadora no se relaciona con un rasgo específico, sino que indica las tendencias derivadas de los datos crudos. Una fractura que atraviesa el pozo es más fácil de visualizar a partir del registro de imágenes que en los datos crudos, y ha sido marcada por el analista (derecha, púrpura) utilizando el software de estaciones de trabajo para el despliegue de imágenes. El analista traza la fractura y deja que el software compute la magnitud y la dirección de su echado verdadero (flecha púrpura). La fractura atraviesa el pozo con una magnitud angular de alrededor de 87°; la dirección del echado verdadero es descendente y hacia el NE y la dirección de su rumbo es NO-SE. El analista también puede trazar rasgos tales como planos de estratificación (flechas y líneas verdes) y fallas, y compararlos con los resultados generados con la computadora (azul y rojo). El echado de la formación es de aproximadamente 10° y buza hacia el NNE, como lo indican tanto los resultados manuales como los resultados generados con la computadora.

registros de imágenes. Por ese motivo, algunos analistas prefieren las imágenes en escala de grises para comparar las imágenes con los núcleos.

Los programas de interpretación computacionales a menudo se utilizan primero para analizar los datos y generar flechas. Los datos de imágenes procesados se muestran luego en una estación de trabajo, en la que los analistas de imágenes, generalmente geólogos, observan e identifican la presencia de rasgos, tales como echados estructurales, fallas, fracturas, planos de estratificación cruzada y discordancias (Figura 14).

El proceso de interpretación de imágenes ha sido descrito como un proceso de observación, interpretación y conclusiones. La primera tarea del analista consiste en revisar los datos en busca de rasgos reconocibles u observables. Una vez identificados los rasgos, el analista los interpreta por medio de picados manuales. Dado que los rasgos que intersectan un pozo formando un ángulo son presentados como sinusoides, el analista puede definir una serie de puntos a lo largo de un rasgo y dejar que el software de la estación de trabajo ajuste una senoide y compute el echado de la formación o la geometría de los rasgos. Además, el software puede corregir los datos por la deriva del pozo. Los rasgos estratigráficos pueden resultar más significativos si el echado del pozo se corrige posteriormente por medio de la sustracción de la componente del echado estructural, restituyendo la geometría a la de la orientación deposicional aparente.

La última tarea del analista de imágenes consiste en evaluar la interpretación para obtener conclusiones. El análisis de la geometría estructural puede ser utilizado para ayudar a planificar el pozo siguiente, determinar el punto de asentamiento del tramo lateral o establecer alternativas para el desarrollo de campos petroleros. La interpretación estratigráfica puede incluir la identificación de las implicancias depositacionales y la aplicación de esa información para la comprensión de la naturaleza de las rocas. La identificación tanto de fracturas naturales como inducidas puede ser utilizada para determinar las propiedades de las fracturas, confirmar las relaciones de los esfuerzos locales y diseñar programas efectivos de operaciones de estimulación y terminación de pozos.

Además de los generadores de imágenes operados con cable, existen otras tecnologías disponibles para la generación de imágenes de los pozos, tales como las herramientas de adquisición de registros LWD basadas en la resistividad y los generadores de imágenes acústicas operados con cable.

Generación de imágenes LWD

Si bien muchas herramientas LWD proporcionan registros de imágenes, la combinación de movimiento preciso de la herramienta, datos de acelerómetros de alta resolución y altas velocidades de transmisión de datos, ha proporcionado a los generadores de imágenes operados con cable una

ventaja con respecto a los servicios de generación de imágenes LWD. No obstante, la falta de capacidad de las imágenes LWD para resolver rasgos pequeños ha sido abordada por medio de un novedoso método de procesamiento desarrollado por los investigadores de Schlumberger.

El servicio MicroScope HD posee una serie de botones de 1 cm [0,4 pulgadas] y puede extraer muestras cada 5 mm. Si bien el diseño de esta herramienta puede proporcionar mediciones de alta resolución, el diseño solo no basta para resolver rasgos pequeños porque el movimiento de la herramienta no puede ser controlado hasta el nivel necesario en el ambiente de perforación. El hecho de que los datos LWD se basen en el tiempo en lugar de basarse en la profundidad complica el

8. Para obtener más información sobre la técnica de generación de imágenes LWD, consulte: Allouche M, Chow S, Dubourg I, Ortenzi L y van Os R: "High-Resolution Images and Formation Evaluation in Slim Holes from a New Logging-While-Drilling Azimuthal Laterolog Device," artículo SPE 131513, presentado en la Conferencia y Exhibición Anual de las SPE EUROPEC/EAGE, Barcelona, España, 14 al 17 de junio de 2010.
9. Para obtener más información sobre las operaciones de perforación con sistemas OBM, consulte: Bloys B, Davis N, Smolen B, Bailey L, Houwen O, Reid P, Sherwood J, Fraser L y Hodder M: "Designing and Managing Drilling Fluid," *Oilfield Review* 6, no. 2 (Abril de 1994): 33-43.
10. Chen Y-H, Omeragic D, Habashy T, Bloemenkamp R, Zhang T, Cheung P y Laronga R: "Inversion-Based Workflow for Quantitative Interpretation of the New-Generation Oil-Based Mud Resistivity Imager," *Transcripciones del 55o Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA*, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos (18 al 22 de mayo de 2014): artículo LL.

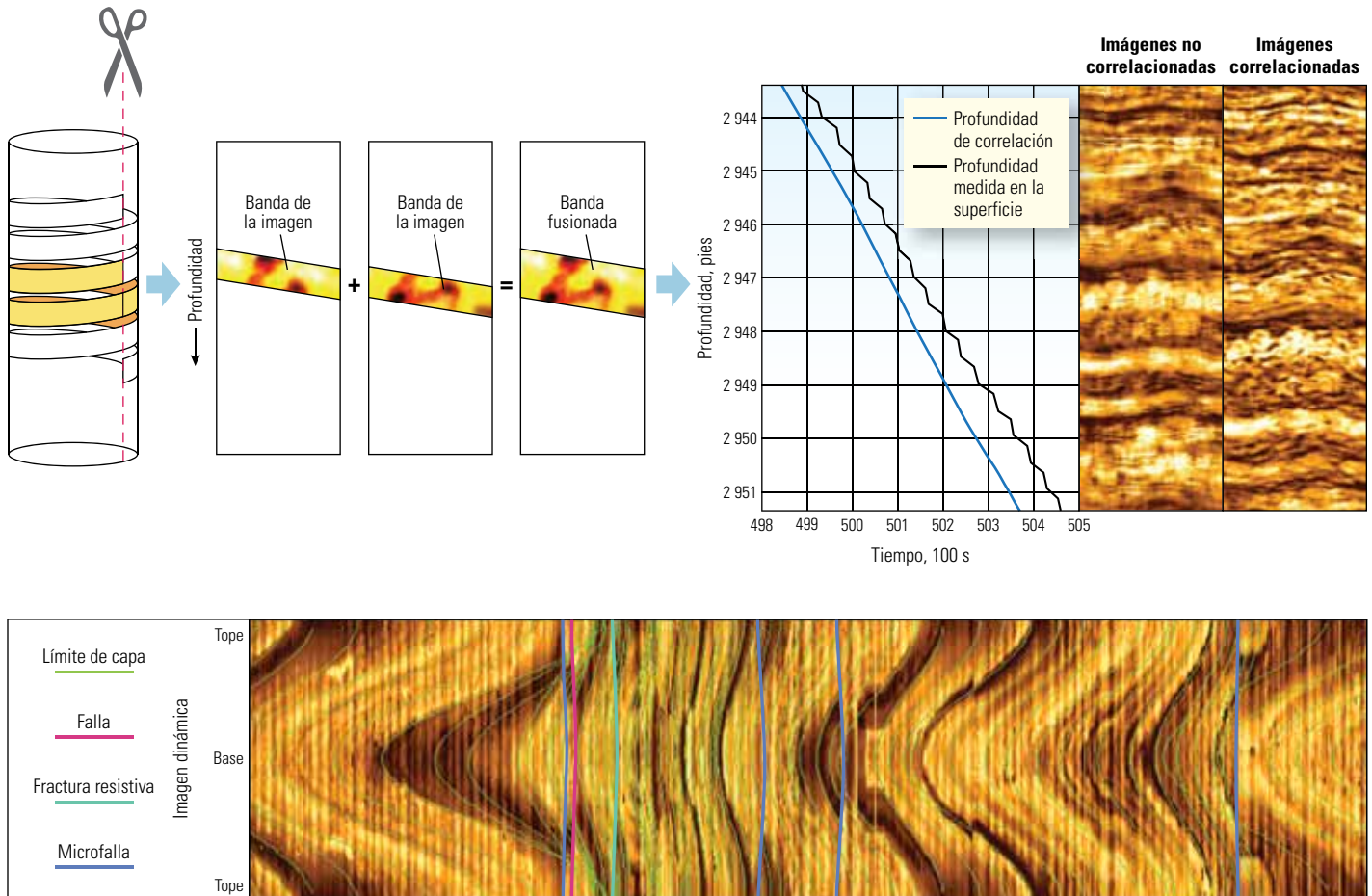


Figura 15. Generación de imágenes LWD de alta resolución. El movimiento de la herramienta, en el caso de las herramientas LWD, es referenciado a los cambios de la profundidad de la columna de perforación medida en la superficie. Los datos LWD de fondo de pozo se basan en el tiempo. La profundidad se obtiene por medio de la asociación del tiempo de adquisición con la profundidad medida en la superficie. La precisión de la profundidad disponible con este sistema de medición es insuficiente para resolver los rasgos y los detalles finos. Los ingenieros de Schlumberger desarrollaron un método que vincula el espaciamiento fijo de los sensores de la herramienta con los datos y correlaciona la profundidad con los datos. Los datos superpuestos, visualizados como bandas (*extremo superior izquierdo*), se alinean y se ajustan para reflejar el movimiento de la herramienta y luego se fusionan. Algunos ejemplos de datos no correlacionados y correlacionados (*extremo superior derecho*) demuestran la resolución mejorada de las imágenes. Los datos como imágenes provenientes de la herramienta MicroScope HD pueden ser utilizados ahora para definir los rasgos estructurales y las fracturas (*extremo inferior*). Un analista de registros ha marcado las fallas (magenta y azul) y las fracturas resistivas casi verticales (cian) que cruzan este pozo horizontal, junto con los límites de capas (verde) atravesados por el pozo.

control de la profundidad, y el movimiento de la tubería observado en el piso de perforación se indexa con respecto al movimiento de la herramienta observado en el fondo del pozo. La gran separación existente entre el punto de adquisición y la referencia de profundidad afecta la calidad de la resolución.

Para resolver los problemas relacionados con el movimiento de la herramienta, se adquieren datos de alta resolución con la herramienta MicroScope HD en conjunto con datos de orientación de la herramienta basados en magnetómetros a medida que la herramienta rota.⁸ Dado que cada herramienta posee un espaciamiento fijo entre los sensores, los datos de la circunferencia del pozo pueden verse como bandas con un espesor constante y

conocido. La conversión de las mediciones basadas en el tiempo a una imagen indexada en profundidad se efectúa utilizando la posición axial y azimutal de los sensores de alta resolución. A medida que la herramienta avanza hacia la superficie o hacia el fondo del pozo, se adquieren bandas de datos superpuestos. Estas bandas de datos poseen rasgos separados por una distancia fija, lo que permite que las bandas de las imágenes se fusionen, se correlacionen con el movimiento axial de la herramienta y se ajusten por la profundidad (Figura 15).

Mediante la utilización de los datos como imágenes derivadas de la herramienta MicroScope HD, los analistas han podido detectar rasgos pequeños. Los conjuntos de datos adquiridos con este servicio son muy grandes, pero se transmiten de manera

continua durante la operación de perforación o se recuperan de la herramienta cuando ésta retorna a la superficie. Al igual que sucede con muchos otros generadores de imágenes, esta herramienta requiere un sistema de lodo conductivo.

Generación de imágenes en lodos a base de aceite

Los operadores de pozos utilizan los sistemas OBM porque facilitan el desempeño mejorado de la perforación.⁹ Desde la década de 1990, la mayoría de los pozos de aguas profundas se perforan con sistemas OBM que utilizan fluidos no conductivos; esos sistemas no permiten el empleo de herramientas de adquisición de registros que funcionan solamente en fluidos conductivos.¹⁰



Figura 16. Sonda y patín del servicio OBMI. La herramienta OBMI (izquierda) posee cuatro patines. Cada patín (derecha) cuenta con dos hileras de botones sensores. La corriente es emitida desde los sensores y retorna a los electrodos emplazados por encima y por debajo de los sensores. Dada la cobertura limitada del pozo que ofrece este diseño, se desarrolló la herramienta OBMI2, que consiste en dos herramientas apiladas y separadas por un ángulo de 45° (no mostrada).

Los generadores de imágenes basados en la conductividad funcionan mediante la detección de los cambios pequeños producidos en la conductividad a través de la superficie de la pared del pozo. No obstante, el OBM y el revoque de filtración se comportan de manera similar a los aisladores eléctricos, obstruyendo el flujo de corriente. Por consiguiente, la adquisición de imágenes de la pared del pozo en los sistemas OBM puede no ser posible si se utilizan herramientas diseñadas para adquirir datos en sistemas WBM; sin embargo, las modificaciones introducidas en la herramienta FMI-HD han posibilitado la adquisición de imágenes en ciertos ambientes OBM.¹¹

Los primeros intentos para adquirir datos de medidores de echados en pozos con sistemas OBM en muchos casos resultaron infructuosos. En un principio, se utilizaron hojas y raspadores para remover el lodo y el revoque de filtración de la pared del pozo a fin de proporcionar un trayecto eléctrico de conexión con el terreno, pero estos métodos no demostraron ser factibles para la generación de imágenes. El generador de imágenes microeléctricas en lodos a base de aceite OBMI fue el primer dispositivo utilizado con éxito para la generación de imágenes en los sistemas OBM.¹² Esta herramienta posee cuatro patines separados entre sí por un ángulo 90°; a su vez, cada patín

cuenta con cinco pares de sensores separados entre sí por una distancia de 1 cm (Figura 16). Este espaciamiento proporciona una resolución vertical y horizontal de aproximadamente 1 cm y la cobertura del patín es de aproximadamente un 32% en un pozo de 8 pulgadas. La herramienta OBMI proporciona imágenes de los rasgos grandes, pero no puede detectar detalles finos.

La herramienta integrada de generación de imágenes microeléctricas de cobertura dual OBMI2 está provista de dos probetas OBMI apiladas, orientadas con un ángulo de separación de 45°. Este diseño duplica la cobertura perimetral del pozo. En general, los dispositivos generadores de imágenes OBMI, OBMI2 y otros dispositivos OBM no generan imágenes de los rasgos pequeños tan bien como lo hacen sus contrapartes WBM.

No sólo la resolución espacial puede constituir un problema, sino que además la tecnología de mediciones utilizada en la mayoría de los generadores de imágenes OBM puede introducir transformaciones artificiales, tales como capas de sombra en los resaltos de los ambientes de alto contraste, o las imágenes pueden ser afectadas por la orientación de los planos de estratificación. Las grietas rellenas de lodo y las fracturas inducidas por la perforación a menudo distorsionan las imágenes y enmascaran la geología de la formación.

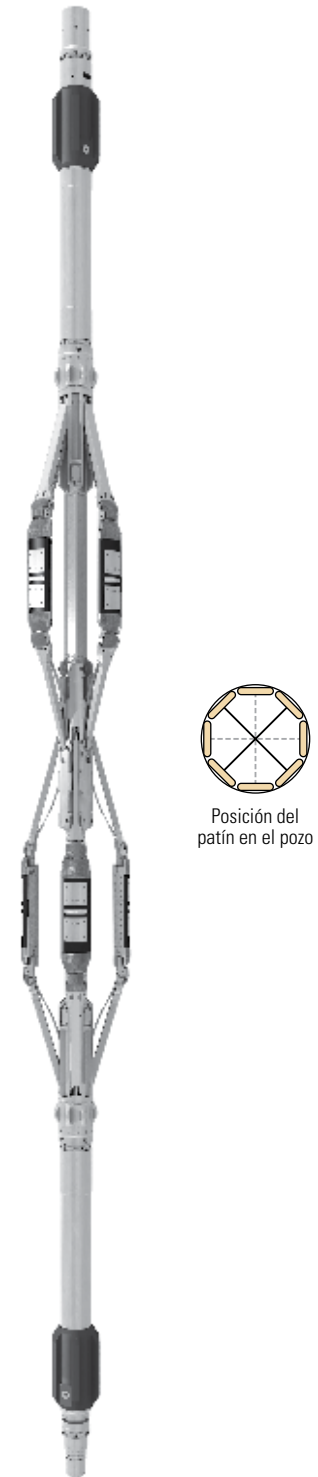


Figura 17. El servicio foto-realista de geología de yacimientos Quanta Geo. Esta herramienta posee dos secciones de la sonda; cada sección está provista de cuatro patines orientados con un ángulo de 90°, y las dos secciones de la herramienta se encuentran desplazadas en 45°. Cada patín montado con resortes es completamente independiente y puede girar ±15° alrededor del eje de la herramienta. El diseño mecánico permite que la herramienta opere en dirección ascendente o descendente. La cobertura azimutal en un pozo de 8 pulgadas es del 98%.



Figura 18. Diseño del patín Quanta Geo. Cada uno de los ocho patines idénticos para el servicio Quanta Geo posee una hilera de electrodos de botones rodeados por un electrodo guía (izquierda). Los electrodos de retorno se sitúan por encima y por debajo de los electrodos de botones. Dos corrientes alternas (CA) de alta frecuencia son forzadas a fluir a través del lodo y el revoque de filtración hacia la formación; las corrientes (derecha, flechas blancas) retornan a los electrodos superiores e inferiores, proporcionando una respuesta simétrica. El electrodo guía impide que la corriente retorne directamente a la herramienta. La corriente que fluye desde cada uno de los botones se mide y se computa la impedancia. Esta impedancia contiene tanto la relación de amplitud entre el voltaje y la corriente como el corrimiento de fase para las dos frecuencias de la CA. El diseño de la herramienta proporciona una resolución vertical de 6 mm [0,24 pulgadas] y una resolución horizontal de 3 mm [0,12 pulgadas].

Un estudio independiente demostró que los generadores de imágenes OBM resolvían rasgos sedimentarios un orden de magnitud menores que los resueltos con las herramientas operadas en ambientes WBM.¹³

Conscientes de la necesidad de contar con una solución para generar imágenes de alta resolución, los investigadores de Schlumberger comenzaron a desarrollar una herramienta que generara imágenes en los sistemas OBM, comparables con las imágenes disponibles en los pozos perforados con sistemas WBM y en el año 2014 se introdujo el servicio Quanta Geo (Figura 17).¹⁴ Para el diseño de la nueva herramienta, los ingenieros utilizaron electrodos de botones que funcionan de manera diferente a los utilizados en los generadores de imágenes WBM.

Para determinar la conductividad eléctrica de la formación, los generadores de imágenes en los sistemas WBM inyectan la corriente directamente en la formación desde los electrodos de botones. Dado que el OBM y el revoque de filtración actúan de un modo similar a los aisladores eléctricos, se impide que la corriente pase a la formación y retorne a la herramienta. Para superar este dilema, los electrodos de botones del servicio Quanta Geo establecen el contacto capacitivo con la formación por medio de la transmisión de corriente a frecuencias mucho más altas —en el rango de los MHz— que la corriente utilizada en los generadores de imágenes WBM. Las herramientas de generación de imágenes diseñadas para los sistemas WBM operan con corrientes en el rango de kHz.

Cuando se utiliza OBM para las operaciones de perforación, en lugar de actuar como un verdadero aislador, el fluido y el revoque de filtración se comportan efectivamente como un dieléctrico con pérdidas. Un dieléctrico es un material que actúa como un mal conductor de la corriente eléctrica e impide su flujo. Si bien un dieléctrico posee propiedades similares a las de un aislador, difiere de éste en que la impedancia —definida como la resistencia al flujo de una corriente alterna (CA) compuesta por componentes resistivos y reactivos— de un dieléctrico disminuye de manera inversa con respecto al incremento de la frecuencia.

Por el contrario, las formaciones actúan como resistores, y la resistencia se mantiene bastante constante a lo largo de un rango amplio de resistividad y frecuencia; hasta un punto. Existe un límite superior para la frecuencia de la corriente, en el que el aporte de la permitividad de la formación se vuelve no despreciable. La permitividad es una medida de cómo un campo eléctrico afecta y es afectado por un medio dieléctrico. Por encima de la frecuencia crítica, la permitividad de la formación se combina con las propiedades dieléctricas del sistema de lodo. Por debajo del límite superior de frecuencia, la permitividad de la formación es despreciable y los cambios en la impedancia relacionados con la frecuencia, medidos con la herramienta, surgen de las propiedades del lodo y del revoque de filtración. Los ingenieros de diseño aplican una corrección por el aporte de la medición de impedancia, derivada del lodo y el revoque de filtración, mediante la utilización de la

diferencia de fase entre las señales que atraviesan la formación y las que atraviesan el lodo y el revoque de filtración en dos frecuencias. Durante el procesamiento, el analista puede determinar qué frecuencia proporciona la respuesta óptima.

El servicio Quanta Geo proporciona una medición de impedancia observada por los electrodos en dos frecuencias independientes, en vez de la conductividad que miden normalmente las herramientas basadas en sistemas WBM. Una consecuencia de la utilización de esta técnica es que la impedancia medida no es directamente proporcional a la resistividad de la formación. El cómputo de la resistividad de la zona invadida (R_{xo}) a partir de los datos medidos, que normalmente se encuentra disponible en base a las mediciones obtenidas con la herramienta WBM, no constituye una opción.

La probeta Quanta Geo está provista de cuatro patines orientados con un ángulo de 90° y una segunda serie de cuatro patines situados por debajo de la primera serie con una desviación de 45°. Los patines completamente independientes se encuentran montados con resortes y pueden girar $\pm 15^\circ$ alrededor del eje de la herramienta y longitudinalmente; este diseño mecánico permite que la herramienta opere en dirección ascendente o descendente. La cobertura azimutal en un pozo de 8 pulgadas es del 98%. La herramienta opera a través de un rango de resistividad de 0,2 a 20 000 ohm.m.

Cada patín posee una hilera horizontal de electrodos de botones rodeados por encima y por debajo por anillos guía y electrodos de retorno (Figura 18). La corriente de alta frecuencia emi-

11. Para obtener más información sobre el servicio FMI-HD en sistemas OBM, consulte: Laronga R, Lozada GT, Pérez FM, Cheung P, Hansen SM, Rosas AM: "A High-Definition Approach To Formation Imaging In Wells Drilled With Nonconductive Muds," *Transcripciones del 52o Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA*, Colorado Springs, Colorado, EUA, 14 al 18 de mayo de 2011, artículo FFF.
12. Cheung P, Pittman D, Hayman A, Laronga R, Vessereau P, Ounadjela A, Desport O, Hansen S, Kear R, Lamb M, Borbas T y Wendt B: "Field Test Results of a New Oil-Base Mud Formation Imager Tool," *Transcripciones del 42o Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA*, Houston (17 al 20 de junio de 2001): artículo XX.
13. Bourke LT y Prosser DJ: "An Independent Comparison of Borehole Imaging Tools and Their Geological Interpretability," *Transcripciones del 51o Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA*, Perth, Australia Occidental, Australia (19 al 23 de junio de 2010): artículo GGG.
14. Bloemenkamp R, Zhang T, Comparon L, Laronga R, Yang S, Marpaung S, Guinois EM, Valley G, Vessereau P, Shalaby E, Li B, Kumar A, Kear R y Yang Y: "Design and Field Testing of a New High-Definition Microresistivity Imaging Tool Engineered for Oil-Based Mud," *Transcripciones del 55o Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA*, Abu Dabi, Emiratos Árabes Unidos (18 al 22 de mayo de 2014): artículo KK.

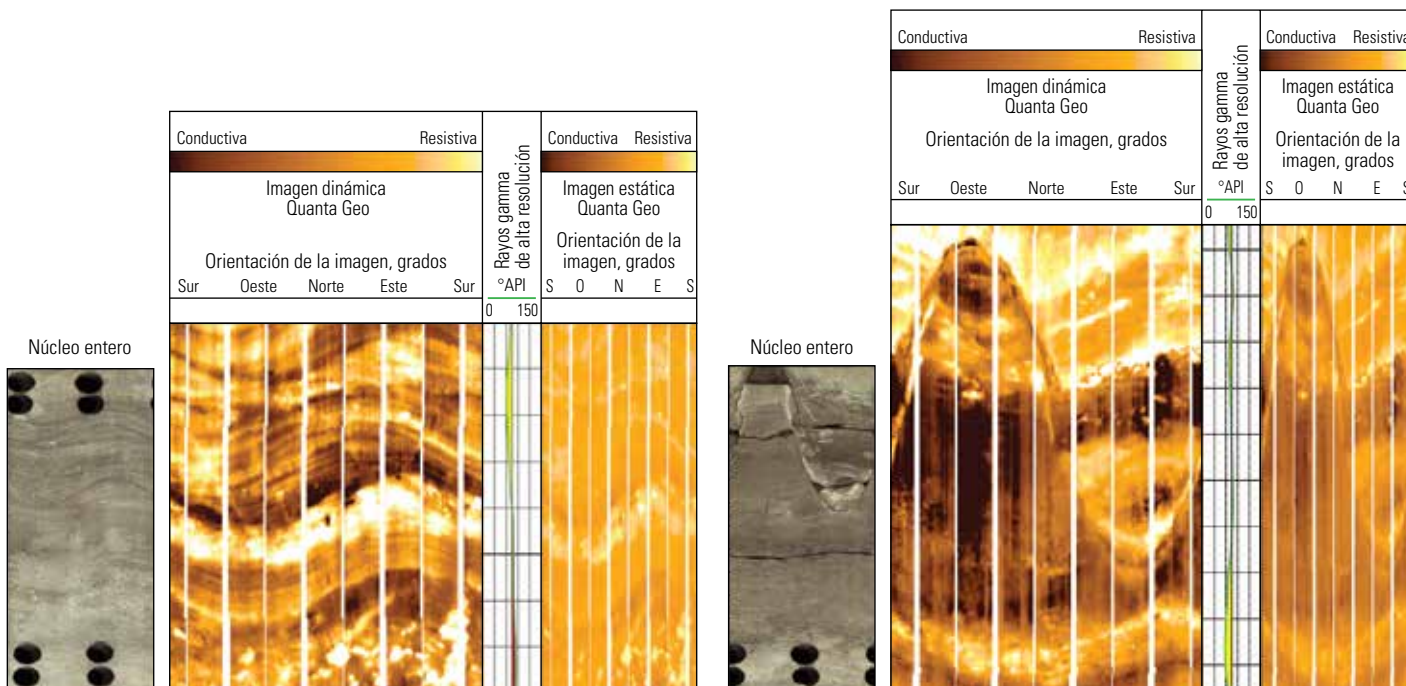


Figura 19. Imágenes de alta calidad. El servicio Quanta Geo proporciona imágenes de alta calidad en pozos perforados con OBM. Los planos de estratificación visibles en un núcleo entero (*izquierda*) pueden verse fácilmente en la imagen dinámica (carril 1) pero no con tanta claridad en la imagen estática (carril 3). Una falla atravesada por el pozo (*derecha*) resulta visible tanto en la imagen dinámica (carril 1) como en el núcleo entero extraído de esta sección.

tida desde cada uno de los 192 botones se conecta capacitivamente a la formación y retorna a la herramienta. El empleo de dos electrodos de retorno proporciona una respuesta simétrica de la herramienta. La corriente que fluye desde cada uno de los botones se mide y luego se calcula la impedancia. Esta impedancia contiene tanto la relación de amplitud entre el voltaje y la corriente como el corrimiento de fase para las dos frecuencias. La impedancia medida es una combinación de las respuestas de la formación y del lodo. El espaciado de los electrodos y el diseño de la herramienta proporcionan una resolución vertical de 6 mm [0,24 pulgadas] y una resolución horizontal de 3 mm [0,12 pulgadas]. Existen dos intervalos de muestreo disponibles: 5 mm [0,2 pulgadas] y 2,5 mm [0,1 pulgadas].

Los datos de imágenes procesados, derivados del servicio Quanta Geo, generan imágenes foto-realistas que nunca antes habían sido posibles en los sistemas OBM (Figura 19). Los analistas de registros utilizan estos datos de alta resolución para definir rasgos estructurales, tales como fallas y discordancias. En las imágenes, es posible identificar rasgos estratigráficos, tales como la existencia de estratificación cruzada y capas frontales, y reconocer características depositacionales, tales como bioturbación, clastos y estructuras erosivas. Las imágenes de alta calidad permiten a los intér-

pretos identificar fracturas naturales y fracturas inducidas por la perforación y determinar cuantitativamente sus propiedades físicas. La calidad de la imagen correspondiente a los datos adquiridos con la herramienta Quanta Geo es comparable con la de las imágenes disponibles del servicio FMI-HD (Figura 20).

Aplicación en aguas profundas

En el Golfo de México, la exploración en aguas profundas ofrece el potencial para el logro de descubrimientos significativos. En la búsqueda de nuevas fuentes de petróleo, como rutina, los operadores perforan hasta profundidades de 9 100 m [30 000 pies] y aún mayores.¹⁵ El costo de perforar un solo pozo es elevado; por ende, el número de pozos perforados en una estructura se minimiza intencionalmente. Debido a las profundidades extremas y al posible emplazamiento subsalino de los yacimientos objetivo, la arquitectura de las estructuras y los yacimientos puede no ser tan bien comprendida como lo es en los horizontes más someros. Para el posicionamiento correcto del número limitado de pozos que se perforan para desarrollar estos yacimientos, los geólogos deben conocer claramente la geometría del subsuelo. A esos efectos, comienzan primero con los datos sísmicos para desarrollar modelos de yacimientos, pero para ajustar los modelos, son cru-

ciales los datos de los medidores de echados y los datos como imágenes.

La adquisición de imágenes en los pozos de aguas profundas debe efectuarse prácticamente en todos los casos con sistemas de perforación OBM y la capacidad para adquirir imágenes de alta calidad constituye un desafío. A esta dificultad se suma a menudo la presencia de una baja resistividad de formación y poco contraste de resistividad entre las capas; las señales de las formaciones son pequeñas y el sistema posee poca tolerancia para los errores de medición o el ruido.

Las herramientas de adquisición de imágenes OBM de generación más antigua proporcionan un nivel de éxito razonable para el análisis estructural, pero la determinación del echado estructural puede ser difícil en las lutitas que han sido alteradas durante los procesos de litificación y sepultamiento. La interpretación sedimentológica generalmente trasciende los límites de estas herramientas.

Cuando se dispone de datos de alta resolución, los geólogos pueden identificar rasgos texturales a partir de las imágenes de las paredes del pozo, que los ayudan a comprender la estructura interna de las secciones de sedimentos de gran espesor y definir los rasgos orientables indicativos de la estratigrafía. Los núcleos convencionales pueden proveer esta información, pero

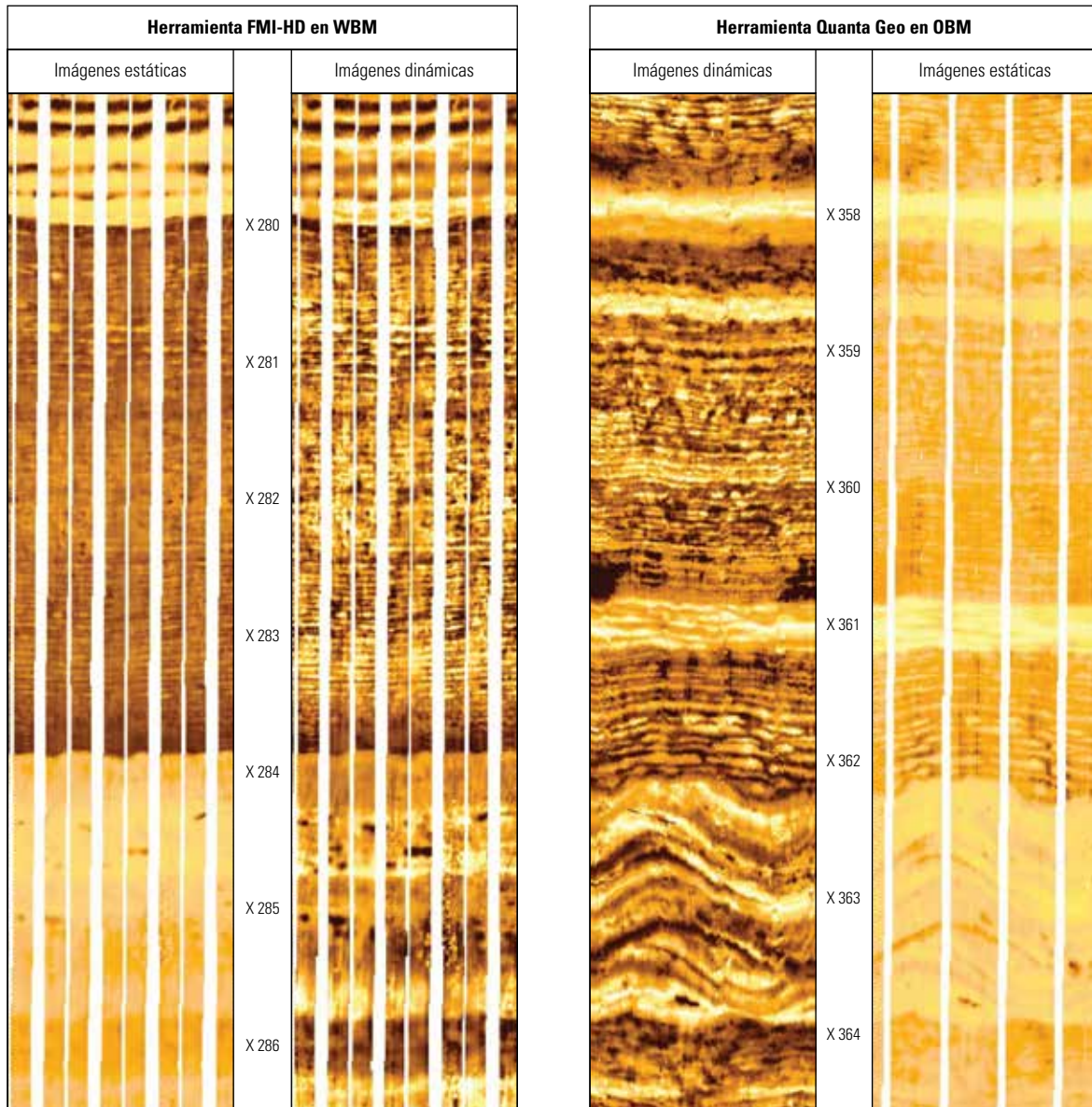


Figura 20. Ejemplos foto-realistas. Las imágenes estáticas (izquierda, carril 1) y dinámicas (carril 2) son presentadas a partir de los datos adquiridos con una herramienta FMI-HD en un pozo perforado con WBM. Imágenes dinámicas (derecha, carril 1) y estáticas (carril 2) de un pozo perforado con OBM utilizando los datos derivados de un servicio Quanta Geo. Estas imágenes pueden ser utilizadas para identificar rasgos estratigráficos y el echado estructural.

debido a su costo prohibitivo en términos de tiempo de equipo de perforación, la adquisición de núcleos en un gran número de pozos o a lo largo de extensos intervalos de agujero descubierto es impracticable en los proyectos de aguas profundas. El servicio Quanta Geo fue desarrollado, en parte, para encarar la necesidad de contar con una herramienta capaz de generar imágenes foto-realistas en estos ambientes desafiantes.

Para probar las capacidades de generación de imágenes del servicio Quanta Geo, un operador del área de aguas profundas del Golfo de México corrió la herramienta en un pozo de 9 1/2 pulgadas.

El pozo fue perforado con un OBM sintético utilizado habitualmente en la región. La sarta de herramientas de adquisición de registros incluyó una herramienta sónica dipolar para determinar las propiedades mecánicas de la formación. Las imágenes fueron adquiridas registrando hacia abajo, durante el viaje de entrada en el pozo, y registrando hacia arriba, durante el viaje de salida. La herramienta logró una cobertura perimetral del pozo del 80%.

Las arenas de canal de gran espesor son objetivos de perforación comunes en la exploración en aguas profundas. La caracterización de estas

arenas y la comprensión correcta de la estratigrafía pueden ser ilustradas mediante la observación de la información extraída del servicio Quanta Geo. Los intérpretes determinaron que una secuencia comenzaba con un relleno de canal de baja energía seguido por un rápido influjo de material de alta energía. Los geólogos descubrieron además que lo que, en base a la interpretación de los registros estándar, parecía ser una secuencia de arenas macizas era en realidad una serie de aproximadamente 50 eventos depositacionales indivi-

15. Bloemenkamp et al, referencia 14.

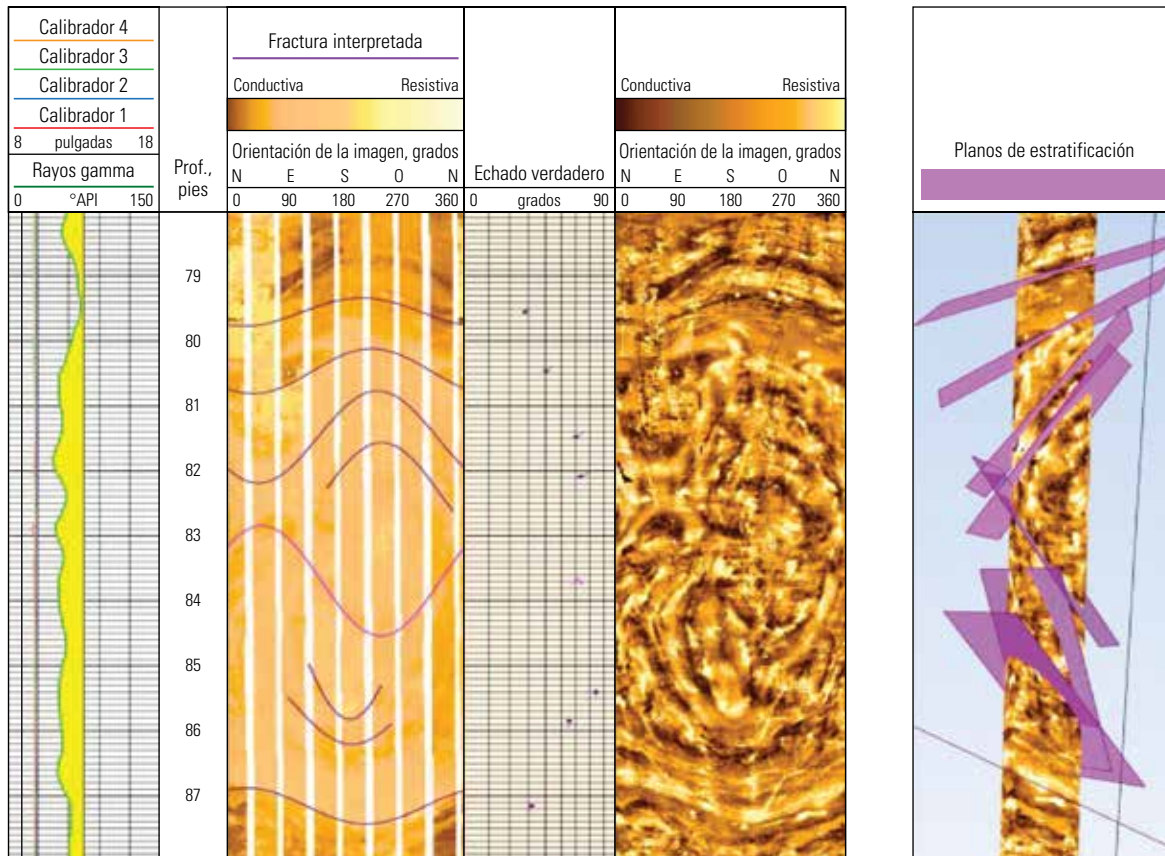


Figura 21. Pozo de exploración del área de aguas profundas del Golfo de México. Los analistas interpretaron inicialmente las arenas encontradas en un pozo de aguas profundas del Golfo de México como arenas macizas de canal. Sin embargo, sobre la base de la interpretación de los datos como imágenes (carril 2), puede haber habido hasta 50 cuerpos arenosos individuales. Este intervalo arenoso particular de 2,1 m [7 pies] parece ser uniforme; no obstante, el rápido cambio de dirección del echado entre la base y el tope (carril 3) y los planos de estratificación distorsionados (carril 4) son indicativos de la presencia de un pliegue de deslizamiento. La vista 3D (*derecha*) esclarece este concepto; los planos magenta muestran la orientación de la estratificación. El espesor neto de arena puede ser mucho menor de lo que aparece en los registros convencionales y puede estar desconectado del resto del complejo de arenas de canal, lo que tendrá implicaciones para el desarrollo posterior del campo. Este tipo de información es crucial para el desarrollo de los yacimientos de aguas profundas porque los operadores limitan el número de pozos perforados. (Adaptado de Bloemenkamp et al, referencia 14.)

duales (Figura 21). Además, a partir de las imágenes también se infirió la dirección de paleotransporte. Los rasgos estructurales —discordancias, fallas y regiones con altos esfuerzos— también fueron visualizados claramente en los datos de imágenes. La comprensión de la geometría estructural y las condiciones depositacionales originales asistió en la planificación del programa óptimo de perforación y desarrollo de campos petroleros.

La profundidad de investigación del servicio Quanta Geo es un orden de magnitud más somera que la de las herramientas convencionales de generación de imágenes OBM. En un ambiente OBM, el filtrado de lodo normalmente barre los fluidos de formación libres de las arenas permeables en la región somera de la cual el servicio Quanta Geo adquiere datos. El filtrado OBM que rellena los poros de esta región somera posee una alta resistividad. La resistividad relativa medida con el servicio Quanta Geo en las lutitas se rela-

ciona principalmente con el agua conductiva e inmóvil ligada a la arcilla. Dado que las lutitas, que exhiben poca permeabilidad intrínseca, no son invadidas, la resistividad relativa computada a partir de los datos Quanta Geo debería no verse afectada por la invasión y resultar comparable con las resistividades de las lutitas medidas a partir de otras fuentes. Por medio de la comparación de las resistividades relativas derivadas de esta profundidad de investigación somera, los geólogos pueden obtener un conteo preciso de la arena neta.

La orientación y la geometría de las fracturas inducidas por la perforación también fueron identificadas. Dichas fracturas resultan de utilidad para establecer la dirección del esfuerzo horizontal máximo, especialmente en combinación con las propiedades mecánicas determinadas a partir de mediciones acústicas de avanzada. Las fracturas naturales, que raramente podían

visualizarse en las imágenes obtenidas con herramientas OBM de generación más antigua, fueron numerosas y fáciles de identificar.

16. Nelson R: *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs* 2nd ed. Woburn, Massachusetts, EUA: Gulf Professional Publishing, 2001.
17. Para obtener más información sobre las fracturas y los tratamientos de estimulación hidráulica, consulte: Gale JFW, Reed RM y Holder J: "Natural Fractures in the Barnett Shale and Their Importance for Hydraulic Fracture Treatments," *AAPG Bulletin* 91, no. 4 (Abril de 2007): 603–622.
18. Nelson, referencia 16.
19. Para obtener más información sobre los registros de imágenes utilizados para analizar las fracturas inducidas por la perforación y la dirección de los esfuerzos locales, consulte: Aadnøy BS y Bell JS: "Classification of Drilling-Induced Fractures and Their Relationship to In-Situ Stress Directions," *The Log Analyst* 39, no. 6 (Noviembre de 1998): 27–42.
20. Para obtener más información sobre los datos sísmicos utilizados para la detección de fracturas, consulte: Haldorsen JBU, Johnson DL, Plona T, Sinha B, Valero H-P y Winkler K: "Acústica de pozo," *Oilfield Review* 18, no. 1 (Verano de 2006): 36–45.

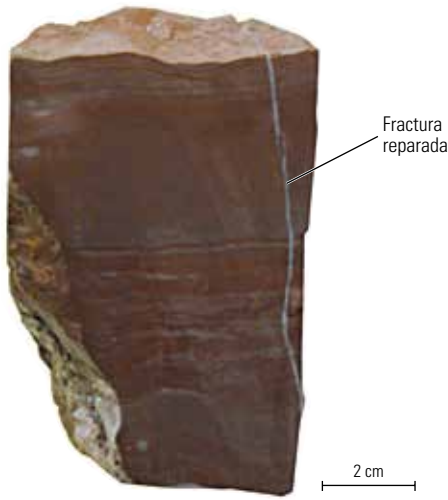


Figura 22. Fractura reparada. Esta fractura se encuentra rellena con material mineralizado. Si bien las fracturas reparadas como ésta pueden no contribuir a la permeabilidad intrínseca de una sección de yacimiento, estos tipos de fracturas pueden ser reactivados durante los tratamientos de estimulación hidráulica.

Caracterización de las fracturas

Los yacimientos naturalmente fracturados representan una porción significativa de las reservas globales de petróleo y gas.¹⁶ La presencia de fracturas y redes de fracturas agrega complejidad al análisis y la caracterización de yacimientos; complejidad que está ausente en los yacimientos en los que domina el espacio poroso de la matriz.¹⁷ Los operadores deben comprender la naturaleza y las características de las fracturas y las redes de fracturas presentes en los yacimientos que han de ser estimulados hidráulicamente para lograr una producción comercial. Estos sistemas de fracturas afectarán considerablemente el desempeño de los pozos y el desarrollo de los campos petroleros. Como tales, los programas de terminación y los diseños de estimulación de pozos deben incluir los efectos de las fracturas naturales y de las redes de fracturas.

Un sistema común de descripción de fracturas rotula las fracturas como abiertas, reparadas y parcialmente reparadas. Las *fracturas abiertas* generalmente incrementan la permeabilidad de los yacimientos y constituyen conductos para el flujo de fluidos. Durante las operaciones de perforación, las fracturas abiertas se rellenan con fluido de perforación o se sellan con revoque de filtración.¹⁸ Las *fracturas reparadas*, también aludidas como fracturas rellenas de minerales y fracturas cerradas, son comunes (Figura 22). Después de formarse, las fracturas pueden rellenarse con el tiempo con un material de cementación secundaria, que a menudo es cuarzo, carbonato o una

combinación de minerales. A diferencia de las fracturas abiertas, las fracturas reparadas pueden impedir el flujo de fluidos del yacimiento. No obstante, los programas de estimulación por fracturamiento hidráulico a menudo reactivan la red de fracturas a través de las superficies reparadas. En ciertos casos, las operaciones de perforación en sí pueden reactivar las fracturas reparadas. Las *fracturas parcialmente reparadas* exhiben propiedades abiertas y cerradas variables.

Para identificar y caracterizar las fracturas naturales en sitio, los analistas pueden utilizar registros de pozos, que se integran generalmente con otras técnicas, a fin de desarrollar una vista macroscópica del yacimiento. Las fracturas son inferidas a menudo a partir de las respuestas de las herramientas de adquisición de registros en vez de medirse. Por ejemplo, los analistas pueden utilizar los datos de los registros sísmicos para identificar respuestas anómalas, tales como saltos de ciclos, que podrían indicar la presencia de fracturas.

Las fracturas inducidas por la perforación se observan con frecuencia en los pozos recientemente perforados. Estas fracturas son producidas por la falla del pozo durante la perforación y pueden ser causadas por una alta densidad del lodo que rompe la formación. Las fracturas inducidas por la perforación pueden distinguirse normalmente de las fracturas naturales en los registros de pozos porque aparecen como pares mayormente paralelos pero incongruentes en los lados opuestos del pozo en los pozos verticales (Figura 23).¹⁹ Estas fracturas, que son indicativas del perfil de esfuerzo porque se asocian con la dirección del esfuerzo principal máximo, no contribuyen a la producción.

Otro indicador de la dirección del esfuerzo es la ovalización por ruptura de la pared del pozo, que se caracteriza por la existencia de un pozo oval observado en los registros del calibrador. La presencia de ovalización a lo largo de un eje suele ser una indicación de la dirección del esfuerzo principal mínimo. La ovalización en una dirección, combinada con la presencia de fracturas en los ejes adyacentes, son indicaciones de la presencia de fracturas inducidas por la perforación; los analistas pueden inferir la orientación del esfuerzo principal basados en estos rasgos.

Muchas herramientas y métodos han sido desarrollados para detectar las fracturas naturales en el fondo del pozo. Algunos métodos básicos desplegados comúnmente utilizan sistemas sísmicos, ultrasónicos, sísmicos, ópticos y eléctricos.

Los geólogos pueden utilizar los datos sísmicos para detectar enjambres o corredores de fracturas, pero no fracturas individuales. Las herramientas ultrasónicas, tales como el servicio UBI, generan

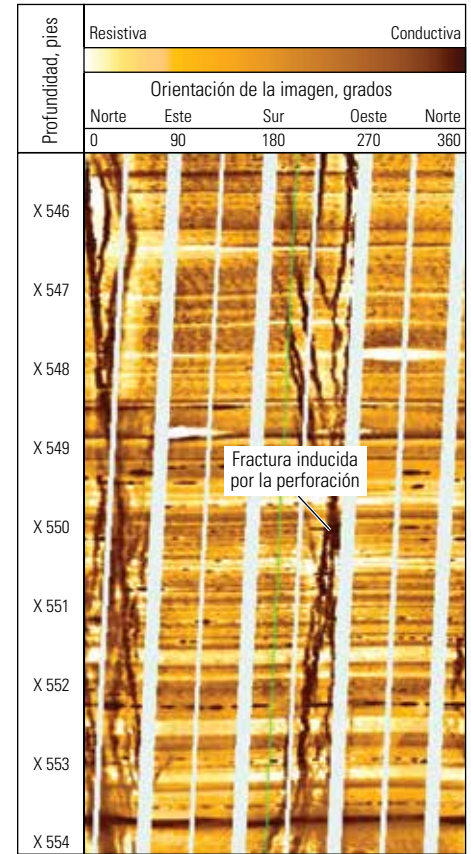


Figura 23. Fracturas inducidas por la perforación. La falla mecánica de la pared del pozo es evidenciada por las fracturas inducidas por la perforación. Estos tipos de fracturas aparecen generalmente como rasgos paralelos en los registros de imágenes. Las fracturas inducidas por la perforación no contribuyen a la producción si bien constituyen indicadores útiles de la dirección del esfuerzo principal máximo. Los ingenieros de perforación pueden utilizar esta información a la hora de desarrollar los perfiles de pozos y modificar las propiedades del lodo de perforación para evitar ocurrencias futuras.

imágenes circunferenciales completas de la pared del pozo; sin embargo, la calidad de las imágenes derivadas de los pulsos ultrasónicos reflejados depende considerablemente de las propiedades geomecánicas y la calidad de la superficie del pozo. Los mejores resultados se obtienen en las formaciones duras que exhiben pocos efectos inducidos por la perforación. Las curvas de dispersión derivadas de las ondas de corte elásticas también son utilizadas para caracterizar los sistemas de fracturas.²⁰ Las herramientas tales como la plataforma de barrido acústico Sonic Scanner adquieren estas mediciones con cable. Las opciones LWD incluyen el servicio de adquisición de registros sísmicos multipolares durante la perforación SonicScope. Entre los métodos ópticos se encuentran las cámaras y los televisores de fondo de

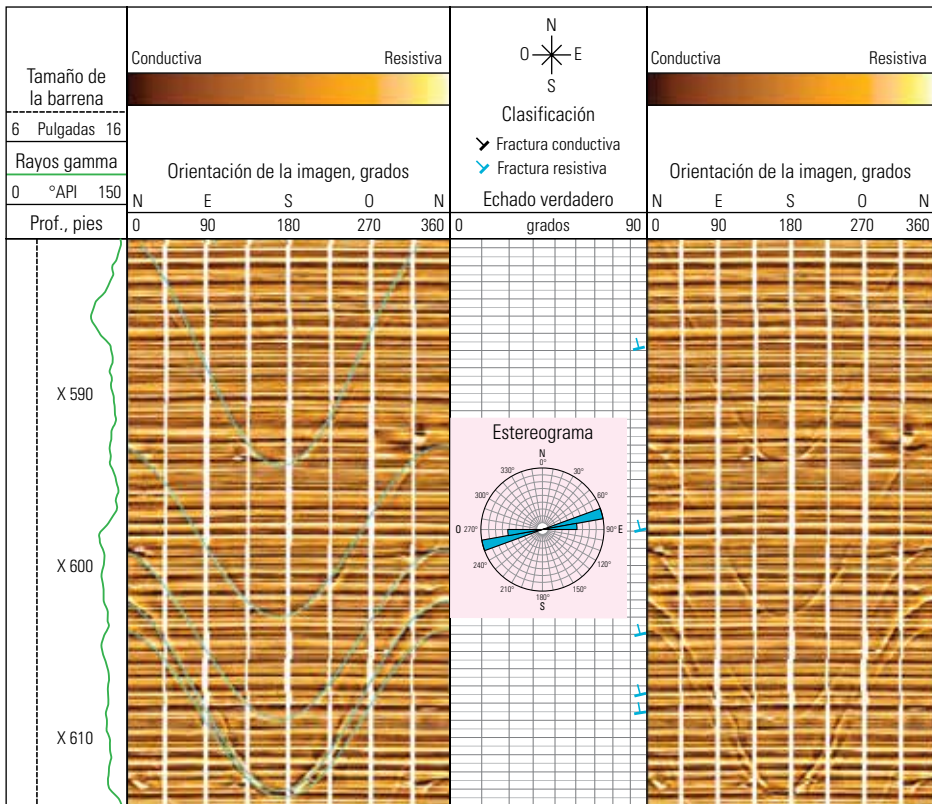


Figura 24. Imágenes de una zona naturalmente fracturada. En esta imagen de un pozo perforado en el noreste de EUA, el registro de rayos gamma (carril 1) es indicativo de la presencia de lutitas. La imagen generada dinámicamente (carril 2) ha sido interpretada por un geólogo. Las fracturas de la imagen parecen inclinarse hacia el sur, pero estos datos no han sido corregidos por la deriva del pozo y la posición de la herramienta. Las fracturas de alto ángulo muestran efectivamente una inclinación NNO (carril 3), como lo indican las flechas modificadas, que han sido corregidas para proporcionar el echado verdadero. Su rumbo es ENE–OSO, como lo indica claramente el estereograma; los estereogramas apilan los datos interpretados para simplificar la interpretación de las tendencias. La imagen no interpretada (carril 4) se presenta a modo de referencia.

pozo; sin embargo, en los ambientes rellenos de lodo es difícil obtener imágenes utilizando dispositivos ópticos. El método más común y efectivo para la evaluación de las fracturas implica la obtención de mediciones eléctricas de alta resolución. Los servicios FMI-HD y Quanta Geo son ejemplos de herramientas de adquisición de registros operadas con cable y la herramienta MicroScope HD es un ejemplo de herramienta LWD.

Hasta hace poco, la caracterización de fracturas utilizando registros de imágenes para los pozos perforados con OBM planteaba problemas para los analistas. La resolución espacial de alrededor de 1 cm de las herramientas tales como los servicios OBMI y OBMI2 es suficiente para la determinación del echado estructural. No obstante, las imágenes foto-realistas provistas por el servicio Quanta Geo redefinen la generación de imágenes OBM tanto en calidad como en resolución (Figura 24). Esta realidad quedó demostrada recientemente en un pozo horizontal perforado en un yacimiento no convencional que contiene fracturas verticales y subverticales.

Hallazgo de fracturas en extensiones productivas no convencionales

Los avances tecnológicos que hacen posible que los operadores de petróleo y gas exploten los recursos no convencionales, tales como las lutitas orgánicas, el metano en capas de carbón y las areniscas compactas, incluyen las operaciones de perforación horizontal y estimulación por fracturamiento hidráulico. La presencia de fracturas naturales, y la activación de esas fracturas por métodos de estimulación hidráulica, son unos de los componentes clave del éxito. Cuando los operadores carecen de un conocimiento exhaustivo de las redes de fracturas locales, las operaciones de perforación, los diseños de las terminaciones y los programas de estimulación pueden no ser óptimos.²¹

En los pozos en los que la presencia de redes de fracturas es clave para el éxito, los diseños de las terminaciones y los tratamientos de estimulación que apalancan adecuadamente los sistemas de fracturas, pueden hacer la diferencia entre el éxito y el fracaso comercial. Muchos de estos pozos son perforados utilizando sistemas OBM, lo que

dificulta la caracterización de las fracturas porque una fractura abierta rellena con OBM tendrá un carácter único de resistividad similar al de una fractura reparada rellena con mineral. El servicio Quanta Geo identifica las fracturas y, en ciertos casos, puede diferenciar las fracturas abiertas de las reparadas.

Southwestern Energy perforó un pozo de evaluación vertical en un área de recursos no convencionales del noreste de EUA. La zona de interés fue perforada utilizando OBM y contenía un pozo de 8½ pulgadas. El pozo fue utilizado para adquirir datos a fin de comprender y caracterizar el yacimiento y posteriormente serviría como pozo piloto para un tramo lateral. Además del servicio Quanta Geo, se corrió una herramienta UBI, y se compararon las imágenes de las dos fuentes.

La cobertura perimetral incrementada del pozo y su resolución mejorada permiten al servicio Quanta Geo superar las limitaciones inherentes a los generadores de imágenes OBM de generación más antigua. Los analistas pueden detectar generalmente fracturas de alto ángulo que intersectan el pozo, las cuales podrían no resultar obvias si se utilizaran datos derivados de otras herramientas.

Los datos obtenidos con el servicio Quanta Geo también pueden ser procesados para evaluar la separación de la herramienta, una medida del grado de contacto del patín con la pared del pozo. La imagen de la separación de la herramienta, que se genera utilizando una técnica avanzada de procesamiento por inversión, se utiliza luego para corregir la imagen por los efectos de la separación.²² Estos datos también pueden ser utilizados para generar una imagen de la separación del sensor, lo que constituye un indicador de calidad de la imagen generada con la herramienta y puede reflejar la presencia de rugosidad en el pozo. Dado que la medición proviene directamente de la pared del pozo, la imagen resuelve tanto las fracturas geológicas como las fracturas inducidas por la perforación. Otra aplicación de las imágenes de la separación de la herramienta es la identificación de fracturas abiertas.

21. Para obtener más información sobre la geonavegación y la perforación horizontal, consulte: Amer et al, referencia 4.

22. Para obtener más información sobre la utilización de imágenes de la separación de la herramienta para la caracterización de las fracturas, consulte: Chen et al, referencia 10.

23. Para obtener más información sobre la utilización de imágenes derivadas del servicio UBI para la caracterización de las fracturas, consulte: Ellis D, Engelman B, Fruchter J, Shipp B, Jensen R, Lewis R, Scott H y Trent S: "Environmental Applications of Oilfield Technology," *Oilfield Review* 8, no. 3 (Otoño de 1996): 44–57.

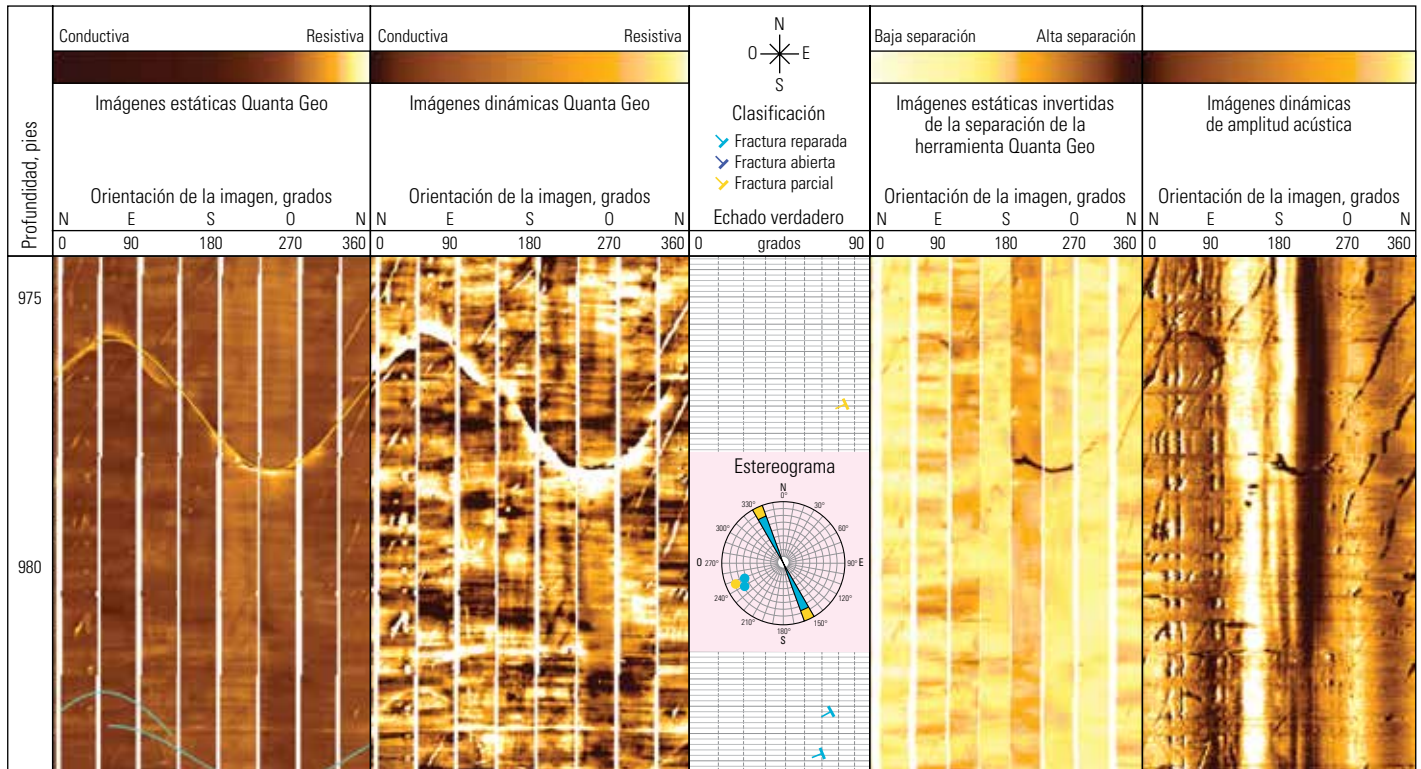


Figura 25. Diferenciación entre fracturas abiertas y reparadas. Las sinusoides indican las fracturas en la imagen estática (carril 1) y en la imagen dinámica (carril 2) derivadas del servicio Quanta Geo. Las flechas modificadas y el estereograma (carril 3) indican el alto ángulo de las fracturas y la dirección de su rumbo NNO–SSE. La determinación del estado de las fracturas —si son abiertas o cerradas— no es posible a partir de estas imágenes solamente. La imagen UBI (carril 5) muestra muchas transformaciones artificiales superficiales asociadas con la perforación —los efectos de los procesos de perforación y rectificación— y las raspaduras verticales de las carreras de adquisición de registros previas. La fractura a aproximadamente 977 pies resulta visible en todas las imágenes. Las dos fracturas a aproximadamente 982 pies no aparecen en la imagen UBI ni en la imagen de la separación de la herramienta invertida (carril 4). Es probable que éstas sean fracturas cerradas. Por inferencia, la imagen de la separación de la herramienta puede ser un indicador útil del estado de las fracturas: abiertas y cerradas.

Las herramientas tales como el servicio UBI se utilizan a menudo para determinar el estado de la fractura. Las imágenes derivadas del servicio UBI son el resultado de las variaciones producidas en la reflectividad acústica de la superficie interna del pozo. Estas imágenes son sensibles a los cambios menores producidos en la superficie. Las fracturas abiertas rellenas con fluido pueden distinguirse, pero las fracturas reparadas rellenas con un material que posee una impedancia acústica similar a la de la formación adyacente son invisibles para la herramienta.²³ Esta aplicación ha sido utilizada para inferir las fracturas abiertas o cerradas.

Los analistas de registros compararon las imágenes derivadas de las reflexiones acústicas con las obtenidas con el servicio Quanta Geo, incluyendo la imagen de la separación de la herramienta (Figura 25). Los intérpretes lograron identificar las fracturas en las imágenes dinámicas y estáticas. Las imágenes invertidas de la separación de la herramienta identificaron claramente las fracturas abiertas, pero no se resolvie-

ron las fracturas reparadas. Por inferencia, las fracturas observadas solamente en la imagen de la separación de la herramienta se consideran abiertas y las no observadas en las imágenes de la separación de la herramienta se consideran fracturas cerradas o fracturas abiertas muy pequeñas. Para los geólogos, la capacidad para caracterizar el estado de las fracturas en condiciones de fondo de pozo a partir de los datos Quanta Geo conlleva implicaciones importantes para los diseños de las terminaciones de pozos y el desarrollo de los campos petroleros.

El futuro de la generación de imágenes

La generación de núcleos eléctricos fue una visión de los primeros desarrolladores de herramientas de adquisición de registros operadas con cable. Las imágenes pintadas por los generadores de imágenes foto-realistas de última generación en cierto modo se aproximan a esa visión. Las herramientas de adquisición de registros nunca reemplazarán por completo al proceso convencional de extracción de núcleos porque los núcleos pro-

porcionan información que se extiende más allá del análisis visual. No obstante, las nuevas técnicas y tecnologías están aportando a los geólogos conocimientos acerca de las condiciones de fondo de pozo, tanto en los pozos WBM como en los pozos OBM como nunca antes había sido posible.

Las respuestas de estas tecnologías ayudan a guiar a los desarrolladores de los programas de terminación de pozos para que se enfoquen en los puntos dulces de los pozos individuales y además proporcionan conocimientos de las propiedades de los yacimientos previamente inasequibles en los pozos perforados con OBM. Cuando se combinen con la información proveniente de otras mediciones petrofísicas y con datos sísmicos de superficie y del subsuelo, estos nuevos enfoques permitirán que los operadores evalúen efectivamente sus recursos, optimicen los programas de desarrollo y, en ciertos casos, trasladen las extensiones productivas marginales al ámbito de la comercialidad. Desde el punto de vista financiero, la imagen resultante valdrá más que las meras palabras. —TS