

# Adentrándose en el yacimiento

Zaki A. Al-Ali  
Muhammad H. Al-Buali  
Saleh AlRuwaili  
Shouxiang Mark Ma  
Alberto F. Marsala  
Saudi Aramco  
Dhahran, Arabia Saudita

David Alumbaugh  
Luis DePavia  
Cyrille Levesque  
Ajay Nalonnil  
Ping Zhang  
Richmond, California, EUA

Colin Hulme  
Clamart, Francia

Michael Wilt  
Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos

Traducción del artículo publicado en inglés en *Oilfield Review* Verano de 2009: 21, no. 2. Copyright © 2009 Schlumberger.

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Martin Isaacs, Sugar Land, Texas, EUA. DeepLook-EM, Petrel, RST y ToolPlanner son marcas de Schlumberger.

1. Luling MG, Babour K, Habashy TM, Nichols E, Wilt MJ y Zhang P: "Crosswell Electromagnetic Surveys for Monitoring Large-Scale Reservoir Saturation Changes," artículo SPE SA-55, presentado en el Simposio Técnico de la Sección de Arabia Saudita de la SPE, Dhahran, 15 al 17 de mayo de 2004.
2. Levesque C: "Crosswell Electromagnetic Resistivity Imaging: Illuminating the Reservoir," *Middle East and Asia Reservoir Review* no. 7 (2006): 23-33. Disponible en línea, accediendo a [http://www.slb.com/media/services/resources/mewr/num7/illuminating\\_reservoir.pdf](http://www.slb.com/media/services/resources/mewr/num7/illuminating_reservoir.pdf) (Se accedió el 2 de abril de 2009).
3. Wilt M, Morrison HF, Becker A, Tseng H-W, Lee K, Torres-Verdin C y Alumbaugh D: "Crosshole Electromagnetic Tomography: A New Technology for Oil Field Characterization," *The Leading Edge* 14, no. 3 (Marzo de 1995): 173-177.
4. DePavia L, Zhang P, Alumbaugh D, Levesque C, Zhang H y Rosthal R: "Next-Generation Crosswell EM Imaging Tool," artículo SPE 116344, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, 21 al 24 de septiembre de 2008.

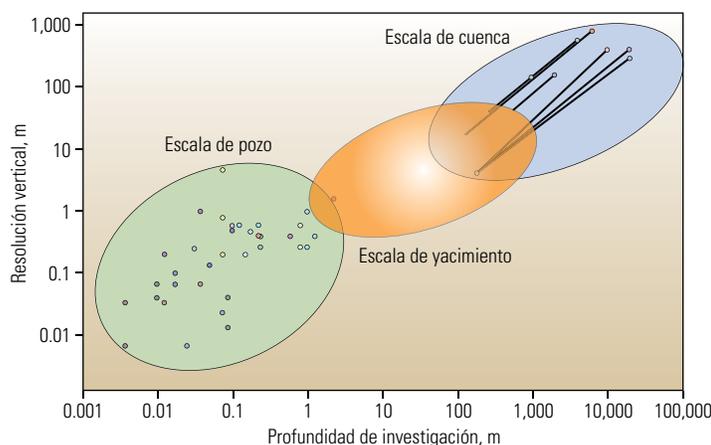
Para ver una perspectiva previa sobre las técnicas de levantamientos EM entre pozos, consulte: Kretzschmar JL, Kibbe KL y Witterholt EJ: "Tomographic Reconstruction Techniques for Reservoir Monitoring," artículo SPE 10990, presentado en la 57a Conferencia y Exhibición Técnica Anual de Otoño de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo del AIME, Nueva Orleans, 26 al 29 de septiembre de 1982.

La tecnología de monitoreo entre pozos está desplazando las mediciones de formaciones fuera de la región vecina al pozo para adentrarse más en el yacimiento. Las imágenes tomográficas generadas a partir de estas mediciones están ayudando a los gerentes a cargo de los activos de las compañías a monitorear el movimiento de los fluidos dentro de las formaciones.

Un elemento elusivo, y sin embargo esencial para el manejo de los yacimientos, es la capacidad para comprender y pronosticar el movimiento de los fluidos en un campo productivo. Una estrategia clave para la optimización de la producción consiste en el monitoreo continuo o repetido de las propiedades de los yacimientos. Esta práctica ayuda a los operadores a identificar y responder a los cambios producidos en las condiciones del yacimiento que requieren operaciones de intervención de pozos. Las opciones para monitorear los yacimientos varían desde los levantamientos diarios llevados a cabo mediante las terminaciones inteligentes hasta las mediciones repetidas de las presiones transitorias, obtenidas en múltiples pozos, y los levantamientos sísmicos repetidos (técnica de lapsos de tiempo) durante toda la vida productiva de un campo. Cada opción presenta sus fortalezas, debilidades y ventajas comparativas.

Las presiones transitorias entre pozos permiten que un operador monitoree los movimientos de los fluidos; sin embargo, estas mediciones de presión proporcionan información principalmente de la región vecina al pozo. Los levantamientos sísmicos iluminan los volúmenes de yacimientos pero tienden a exhibir una resolución vertical pobre y son más sensibles a la matriz de roca que al tipo y distribución de fluidos dentro de un yacimiento.<sup>1</sup> Para manejar mejor los hidrocarburos presentes entre los pozos, los operadores necesitan un levantamiento de la saturación de fluidos que investigue más profundamente un yacimiento que los registros eléctricos, pero con una mayor resolución que la lograda con los levantamientos sísmicos.

En su búsqueda por monitorear los movimientos de los fluidos a escala de yacimiento, algunos gerentes a cargo de los activos de las compañías



^ Compensación de las deficiencias de resolución. La mayor parte de las mediciones en los campos petroleros caen en los extremos de un espectro y se obtienen mediante la exploración de la región vecina al pozo, con una resolución alta, o a través de la exploración de un área que abarca toda la cuenca, con una resolución más baja. Las mediciones entre pozos proveen un nivel intermedio de profundidad de investigación y resolución para ayudar a los geocientíficos a caracterizar y crear imágenes del yacimiento en la región comprendida entre los pozos.



operadoras están recurriendo a la tecnología de inducción electromagnética entre pozos. Este enfoque capitaliza las ventajas de la inducción electromagnética y las imágenes tomográficas para producir un corte transversal de la distribución de la resistividad entre los pozos.

La inducción electromagnética (EM) ofrece una profundidad de investigación mayor que las herramientas convencionales de adquisición de registros y es sensible al contenido de fluidos. Los levantamientos de inducción EM entre pozos investigan la región entre los mismos, cumpliendo un rol intermedio entre los registros de pozos de alta resolución y las mediciones de superficie de menor resolución ([página anterior](#)).

Las mediciones de los registros de inducción responden principalmente a la conductividad eléctrica; en el ambiente de fondo de pozo, la existencia de valores de conductividad alta generalmente implica la presencia de agua salada. La recíproca de la conductividad eléctrica es la resistividad. Los valores de resistividad alta, que corresponden a una conductividad baja, pueden indicar la presencia de hidrocarburos; no obstante, en la medición inciden la temperatura, la porosidad, la resistividad del fluido alojado en el medio poroso y las saturaciones de fluidos. La resistividad EM entre pozos se emplea para distinguir el contraste en las propiedades eléctricas, entre el petróleo resistivo y el agua salina conductiva.<sup>2</sup> Los datos de resistividad entre pozos también resultan de utilidad para el mapeo de las variaciones de las propiedades del yacimiento y para la determinación de la heterogeneidad y conectividad o la compartimentalización del yacimiento en la región comprendida entre los pozos.<sup>3</sup> La adquisición de registros EM entre pozos no es un concepto nuevo. Ha demostrado ser una tecnología viable y ha evolucionado para convertirse en un sistema que permite mayores velocidades de adquisición de registros y provee avances en cuanto a precisión, resolución, adquisición, modelado y procesamiento de las mediciones.<sup>4</sup>

El sistema de monitoreo de yacimientos entre pozos DeepLook-EM opera de un modo similar a las herramientas convencionales de adquisición de registros. Pero, en lugar de bajar un transmisor y un receptor en el mismo pozo, esta técnica de monitoreo utiliza un transmisor colocado en un pozo y un arreglo de receptores en otro pozo para investigar el área existente entre ambos. Mediante la transmisión entre un pozo y otro, con frecuencias que varían entre el hertz y el kilohertz, es



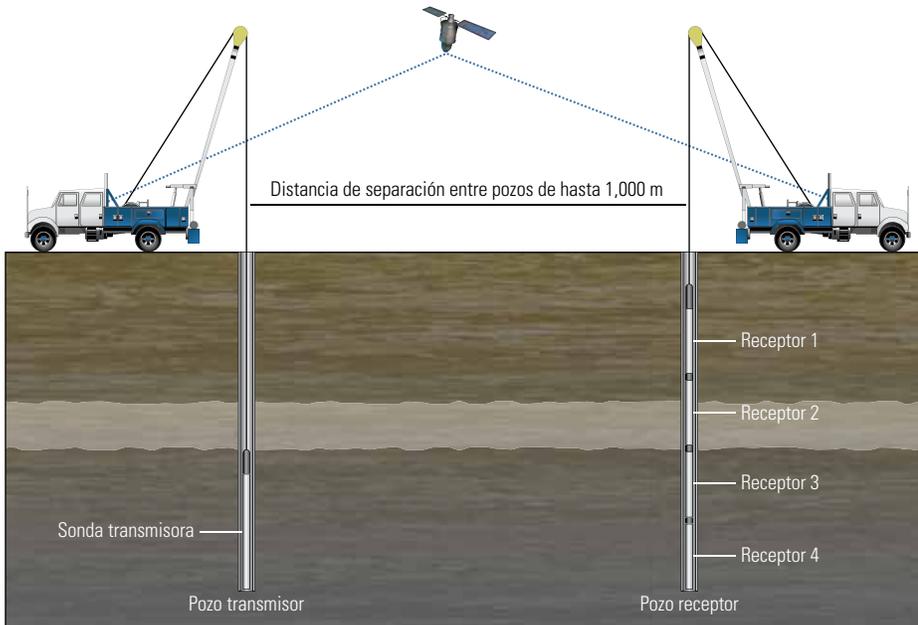
^ Prospección entre pozos remotos en Medio Oriente. Un arreglo de receptores queda suspendido por encima de un cabezal de pozo (*centro*) antes de ser bajado en un pozo. En el horizonte, una sarta de herramientas cuelga suspendida en el pozo por debajo de un cabria inclinada.

posible propagar las señales a través de una distancia de casi 1 km [0.6 mi] con respecto a la fuente, dependiendo de las características del pozo y de la formación (*arriba*).

Utilizando los modelos del campo, junto con los datos de la trayectoria del pozo, los analistas procesan los datos del levantamiento para generar tomografías; cortes verticales del yacimiento

limitado por cada pozo del levantamiento. Estos cortes tomográficos se codifican con colores para ilustrar las diferencias en la resistividad de la formación.

Los gerentes a cargo de los activos de las compañías operadoras utilizan los levantamientos DeepLook-EM para una diversidad de aplicaciones, tales como el monitoreo de la eficiencia de



^ Sistema de adquisición de datos EM entre pozos. En el primer pozo se baja un transmisor con un dipolo magnético, cinco órdenes de magnitud más poderoso que los transmisores convencionales de las herramientas de inducción (*izquierda*). En el segundo pozo (*derecha*), se despliega un arreglo de cuatro receptores. Los magnetómetros del arreglo de receptores pueden medir campos magnéticos 10 órdenes de magnitud más pequeños que el campo magnético estático de la Tierra. Los componentes del transmisor y de los receptores se conectan en forma inalámbrica entre los pozos separados entre sí por una distancia de 1,000 m.

barrido, la identificación de zonas productivas pasadas por alto, la planeación de localizaciones de pozos de relleno y el mejoramiento de la efectividad de las operaciones de simulación de yacimientos.<sup>5</sup> Este artículo describe cómo se efectúan los levantamientos DeepLook-EM y cómo se utilizan los datos. Comienza con un panorama general del equipo de levantamiento y del proceso de medición, y luego analiza las aplicaciones a través de algunos estudios de casos de Medio Oriente y EUA.

### El sistema de adquisición

En términos generales, el sistema inductivo de monitoreo entre pozos DeepLook-EM consta de una sarta de herramientas de transmisión colocadas en un pozo, un arreglo de receptores colocados en otro pozo, las consolas de adquisición de datos de superficie en cada pozo y un sistema telemétrico inalámbrico entre ambos. Las herramientas pueden bajarse en cada pozo utilizando un sistema estándar operado con cable y un mástil (*izquierda, extremo inferior*).

La sarta de herramientas de transmisión posee una longitud de 9.88 m [32.4 pies] y un diámetro de 8.6 cm [3.375 pulgadas] y contiene un transmisor provisto de una bobina de inducción con una antena de 3.7 m [12 pies] (*próxima página, extremo superior derecho*). La antena de transmisión transmite una señal sinusoidal continua con frecuencias programables. Un detector de rayos gamma incluido en el cartucho del transmisor, posibilita la correlación en profundidad con los registros obtenidos previamente.<sup>6</sup>

La sarta de herramientas de recepción EM posee 22.5 m [73.8 pies] de longitud y 5.4 cm [2.125 pulgadas] de diámetro. La herramienta comprende un arreglo de cuatro receptores de campo magnético con bobina de inducción, separados entre sí por una distancia de 4.5 m [14.75 pies]. Estas bobinas de detección—magnetómetros extremadamente sensibles—miden con exactitud las señales generadas por el transmisor. La sección de recepción incluye además un detector de rayos gamma para la correlación en profundidad.

Como cualquier herramienta de inducción, el sistema DeepLook-EM requiere mediciones precisas de fase y amplitud. Para obtener mediciones de fase sincrónicas, la regulación del tiempo en la consola transmisora de superficie y en la consola receptora de adquisición se referencia con respecto a un satélite GPS. Un sistema telemétrico inalámbrico conecta estas consolas, lo que posibilita que el ingeniero de campo monitoree y controle el proceso de adquisición en forma remota y desde una sola localización. Las medi-

ciones de la corriente y el voltaje del transmisor de fondo de pozo y las mediciones de campo son enviadas mediante enlace inalámbrico a la consola receptora de adquisición para normalizar las señales recibidas.

### Principios de los levantamientos

Los levantamientos para el monitoreo de los yacimientos se llevan a cabo habitualmente durante los programas de recuperación secundaria o terciaria, y los resultados se utilizan para actualizar los modelos de yacimientos o para revisar los planes de desarrollo de campos petroleros. Mediante la medición de la resistividad de la formación entre los pozos, un levantamiento DeepLook-EM puede ayudar a los ingenieros y geocientíficos a mapear la distribución de la resistividad dentro de un yacimiento. Dado que las mediciones de resistividad son sensibles a la porosidad, las saturaciones de fluidos y la temperatura, las variaciones producidas en la distribución de la resistividad pueden reflejar cambios en estas propiedades.

La detección de estos cambios puede constituir una herramienta de diagnóstico valiosa para los gerentes a cargo de los activos de las compañías operadoras. Por ejemplo, los cambios producidos en la porosidad pueden ser indicativos de subsidencia dentro de un yacimiento. Los cambios en la saturación a menudo señalan el avance de un proceso de inyección de agua, mientras que las mediciones estáticas de la saturación pueden indicar una zona productiva pasada por alto. Las variaciones de la temperatura pueden ayudar a evaluar la efectividad de una operación de inyección de vapor de agua. Durante el proceso de inyección del fluido, las diferencias producidas en la distribución de la resistividad con el tiempo proveen información sobre el movimiento del fluido, lo cual a su vez puede proporcionar indicaciones de la distribución de la permeabilidad.

Los datos DeepLook-EM entre pozos se registran bajando el arreglo de receptores en un pozo hasta una profundidad o estación especificada. Mientras este arreglo de receptores permanece fijo, el transmisor EM colocado en el otro pozo efectúa transmisiones continuas a medida que es desplazado entre las profundidades seleccionadas. Una vez obtenido el perfil—las señales

Especificaciones	Transmisor DeepLook EM	Receptor DeepLook EM
Régimen de temperatura	150°C [300°F]	150°C [300°F]
Régimen de presión	138 MPa [20,000 lpc]	103 MPa [15,000 lpc]
Tamaño del pozo—mínimo		
Agujero descubierto	11.5 cm [4.5 pulgadas]	6.5 cm [2.5 pulgadas]
Pozo entubado	11.5 cm [4.5 pulgadas]	6.5 cm [2.5 pulgadas]
Tamaño del pozo—máximo		
Agujero descubierto	Sin límites	Sin límites
Pozo entubado	35 cm [13.75 pulgadas]	Sin límites
Diámetro externo	8.6 cm [3.375 pulgadas]	5.4 cm [2.125 pulgadas]
Longitud	9.88 m [32.4 pies]	Cuatro receptores: 22.5 m [73.8 pies]
Tipo de lodo o limitaciones de peso	Sin restricciones de fluido	Sin restricciones de fluido
Desviación del pozo	0° a 20°	0° a 20°
Rango de frecuencia	5 a 1,000 Hz	5 a 1,000 Hz

^ Especificaciones de la herramienta. El sistema DeepLook-EM, regulado para operar a 150°C, puede bajarse con cualquier fluido en el pozo.

provenientes del transmisor—en una estación, la herramienta de recepción se reposiciona en otra estación, habitualmente en dirección hacia la superficie, y el proceso se reitera. Por consiguiente, a medida que el transmisor y los receptores se desplazan a través del intervalo de adquisición de registros, la zona objetivo entre los pozos es investigada desde múltiples ángulos. Para un mejor control del movimiento de la herramienta durante la adquisición de registros, la operación

se dirige normalmente desde el pozo transmisor y los comandos se ingresan a través de una computadora portátil (*laptop*) (abajo).

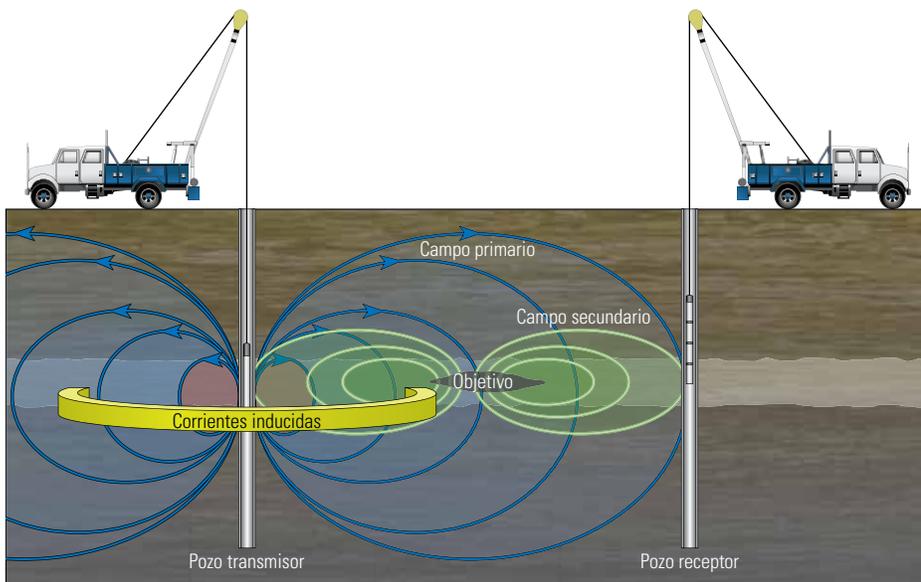
El transmisor DeepLook-EM genera un campo magnético que es enviado hacia la formación con frecuencias definidas por el usuario y que oscilan entre 5 Hz y 1 kHz. Este campo magnético, conocido como campo primario, se atenúa a medida que aumenta la distancia al transmisor. El campo primario induce una corriente en las formaciones



^ Interior de la unidad de adquisición de registros. La operación de adquisición de registros es controlada habitualmente desde un ordenador portátil (*laptop*) situado en el pozo transmisor, donde los comandos y los datos se intercambian en forma inalámbrica entre el pozo transmisor y el pozo receptor.

5. Sanni ML, Yeh N, Afaleg NI, Kaabi AO, Ma SM, Levesque C y Donadille JM: "Crosswell Electromagnetic Resistivity Tomography: Pushing the Limits," artículo SPE 105353, presentado en la 15a Muestra y Conferencia del Petróleo y el Gas de Medio Oriente de la SPE, Bahrain, 11 al 14 de marzo de 2007.

6. DePavia et al, referencia 4.



^ Campos primario y secundario. Una corriente alterna excita la bobina de transmisión del dipolo magnético para enviar un campo electromagnético hacia la formación. Este campo primario induce corrientes parásitas que, a su vez, generan un campo electromagnético alterno secundario cuya intensidad es inversamente proporcional a la resistividad de la formación. El campo electromagnético secundario es detectado en el arreglo de receptores, junto con el campo primario.

conductivas (arriba). Esta corriente genera un campo electromagnético secundario opuesto, tal que la amplitud del campo total disminuye al disminuir la resistividad de la formación.<sup>7</sup> En el pozo receptor, se coloca un arreglo de cuatro receptores sensibles con bobina de inducción, para detectar el campo electromagnético primario generado por el transmisor y el campo electromagnético secundario generado por las corrientes inducidas.<sup>8</sup>

Un conjunto de datos puede cubrir entre 30 y 60 estaciones receptoras y con frecuencia constituye varios miles de mediciones. La intensidad de la señal secundaria es muy pequeña, de manera que para reducir la relación señal-ruido las señales de entrada se apilan y promedian a través de varios cientos de ciclos por estación. Dependiendo de la magnitud del promediado y de la frecuencia de transmisión, las velocidades de adquisición de registros del transmisor pueden oscilar entre 600 y 1,520 m/h [2,000 y 5,000 pies/h], y un despliegue típico requiere aproximadamente entre

12 y 30 horas de registro de campo para una sección vertical de 300 m [1,000 pies]. La distancia cubierta por las cuatro bobinas, espaciadas de manera uniforme en el arreglo de receptores, ayuda a reducir los tiempos de adquisición de registros mediante la cobertura de un amplio intervalo para cada estación.

#### Evaluación de los parámetros críticos del levantamiento

No existen dos levantamientos EM entre pozos iguales puesto que cada uno es influido por las condiciones locales, tales como las características de la tubería de revestimiento, la distancia entre el pozo transmisor y el pozo receptor, la conductividad de la formación y la desviación del pozo, todo lo cual puede afectar la calidad de las señales detectadas en el receptor. El intervalo a registrar, la velocidad de adquisición de registros y la frecuencia de transmisión también pueden afectar la señal y su respuesta a los

diversos parámetros de la formación. Por este motivo, cada levantamiento se diseña para dar cuenta de la combinación singular de restricciones que impone cualquier par de pozos dado.

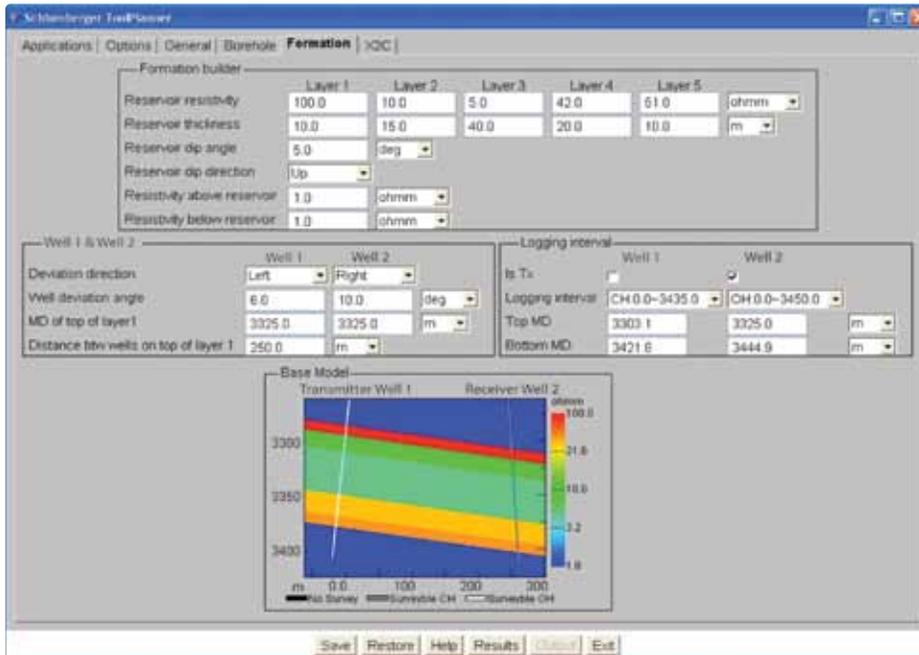
En todas las formaciones salvo las más competentes, una restricción muy común de los levantamientos es la causada por la tubería de revestimiento de acero. Las señales electromagnéticas experimentan una atenuación severa a medida que se difunden por la tubería de revestimiento de acero.<sup>9</sup> La atenuación se incrementa con la conductividad de la tubería de revestimiento, su permeabilidad magnética y la frecuencia de emisión. En consecuencia, la tubería de revestimiento de acero limita el rango de frecuencias disponibles para un levantamiento EM entre pozos. Dicha tubería de revestimiento, que puede ser ocho órdenes de magnitud más conductiva que la formación adyacente, obstaculiza la transmisión y la recepción de las señales de alta frecuencia; esto restringe la capacidad para resolver la distribución de la conductividad en la región comprendida entre los pozos.<sup>10</sup>

Otros componentes de la columna de entubación también pueden degradar los datos EM entre pozos. Las piezas metálicas adicionales de los collares y los centralizadores, incrementan aún más el efecto de la tubería de revestimiento y complican la medición. Cuando las posiciones de estos componentes pueden determinarse antes del levantamiento o durante su ejecución, es posible eliminar prácticamente sus efectos mediante el cuidadoso posicionamiento y monitoreo de los sensores. Afortunadamente, las herramientas DeepLook-EM pueden detectar las localizaciones de los collares y los centralizadores para ayudar a las brigadas a cargo de la adquisición de registros a reconocer y evitar aquellas áreas en las que los efectos de la tubería de revestimiento son mayores.

Dado que los efectos de la tubería de revestimiento también limitan la distancia entre los pozos a lo largo de la cual se pueden obtener datos de levantamientos válidos, estos efectos deben modelarse con antelación al levantamiento. Con este fin, se han probado diferentes materiales para tuberías de revestimiento (izquierda). La tubería de revestimiento de fibra de vidrio, no conductiva y no magnética, es esencialmente transparente para el transmisor y los receptores. La adquisición de datos a través de esta tubería de revestimiento es equivalente a la adquisición de registros en agujero descubierto. Por otra lado, la tubería de revestimiento de acero al carbono es tanto altamente conductiva como altamente magnética, por lo que plantea la opción equivalente al peor de los casos. Cuando

Pozo transmisor	Pozo receptor	Espaciamiento máximo entre pozos
Agujero descubierto	Agujero descubierto	1,000 m [3,280 pies]
Tubería de revestimiento de fibra de vidrio	Tubería de revestimiento de fibra de vidrio	1,000 m [3,280 pies]
Agujero descubierto	Tubería de revestimiento de acero al cromo	500 m [1,640 pies]
Agujero descubierto	Tubería de revestimiento de acero al carbono	450 m [1,476 pies]
Tubería de revestimiento de acero al cromo	Tubería de revestimiento de acero al cromo	350 m [1,148 pies]

^ Distancia versus tubería de revestimiento. Los levantamientos DeepLook-EM son restringidos por el tipo de tubería de revestimiento y las condiciones de la formación.



^ Interfaz del software ToolPlanner. A partir de este modelo de yacimiento simplificado, los técnicos a cargo del diseño de los levantamientos DeepLook-EM pueden modelar los escenarios básicos para simular una amplia gama de condiciones de yacimiento.

la tubería de revestimiento de fibra de vidrio no es factible, se puede recomendar el uso de tubería de revestimiento de acero al cromo a través del intervalo a registrar porque es no magnética y menos conductiva que el acero al carbono.

El posicionamiento de las herramientas también debe considerarse a la hora de diseñar un levantamiento EM entre pozos. Como ideal, el intervalo a registrar debe extenderse por encima y por debajo del yacimiento una distancia equivalente a por menos la mitad del espesor del yacimiento. En general, se obtendrá la mejor respuesta cuando:

- la anomalía sea significativamente más conductiva que la formación adyacente; dado que la herramienta es inductiva, es más sensible a los conductores que a los resistores
- el espesor del yacimiento sea equivalente a aproximadamente 5% o un porcentaje superior de la distancia de separación entre los pozos
- la tubería de revestimiento o las terminaciones sean no metálicas o metálicas pero no magnéticas
- el alcance del intervalo a registrar tenga al menos la mitad del largo del espaciamiento entre los pozos.

Para determinar qué parámetros de adquisición de registros entre pozos caracterizarán mejor el yacimiento del cliente, los especialistas en levantamientos DeepLook-EM modelan tanto el yacimiento como la respuesta de la herramienta antes de comprometer el equipo para la ejecución de una operación.

### Diseño del levantamiento

Dado que en el resultado de un levantamiento entre pozos inciden tantos factores, la planeación es esencial para optimizar los parámetros de adquisición tales como la frecuencia, la velocidad de adquisición y las profundidades del perfil transversal. Más importante aún, para determinar si pueden satisfacerse los objetivos del levantamiento, este ejercicio es necesario para cuantificar la sensibilidad de una medición a las diversas condiciones de yacimiento, tales como la estratificación de la formación, el movimiento de los frentes de inyección de fluidos y los efectos de las fracturas y fallas.<sup>11</sup> Sólo después de confirmar que un levantamiento es factible, mediante el modelado y la simulación, se adquirirán y procesarán los datos.

Utilizando el software ToolPlanner se efectúa una evaluación rápida para determinar si las mediciones EM entre pozos serán sensibles a un determinado objetivo del cliente (arriba). Los parámetros para la construcción de una estructura básica del yacimiento y de las formaciones adyacentes, de tipo torta en capas, junto con la información de la desviación y la terminación del pozo para el pozo transmisor y el pozo receptor, se ingresan en el programa ToolPlanner. El pozo transmisor y el pozo receptor se colocan en el modelo de yacimiento mediante la especificación de la profundidad y la desviación con que intersectan el tope del yacimiento. Luego el programa genera un modelo 2D básico del área de yacimiento que rodea los pozos.

Una visualización del modelo de yacimiento simplificado permite que los usuarios ensayen diversos escenarios para simular las condiciones que el cliente desea caracterizar. El programa calcula la sensibilidad del levantamiento con respecto a cada escenario y recomienda los parámetros del levantamiento y las secuencias de adquisición de registros o los requerimientos adicionales para la simulación. La sensibilidad a cada escenario se clasifica en una escala que se extiende entre 1 y 10, y se genera un mapa de sensibilidad para ilustrar cómo varía la respuesta de la herramienta dependiendo de dónde se producen los cambios de resistividad entre los pozos. El modelo de evaluación rápida permite que los responsables del diseño del levantamiento determinen rápidamente si deberían efectuar un proceso de modelado más detallado. Si esta evaluación inicial resulta promisoriosa, se efectuarán procesos de modelado y simulación en profundidad para aproximar de cerca el resultado de cada escenario y evaluarlo.

El proceso de modelado en profundidad comienza mediante la construcción de un modelo geológico del área. Cuanto más correcto es el modelo estructural, más precisa será la respuesta de sensibilidad. Se registran los datos de campo relevantes, incluyendo las líneas sísmicas, los levantamientos de desviación de pozos y los registros de resistividad y rayos gamma de pozos vecinos junto con la información geológica, tal como rasgos estratigráficos, toques de horizontes y datos de ubicaciones y desplazamientos de fallas. Idealmente, los técnicos a cargo de los diseños de los levantamientos buscan modelar la geología dentro de un radio equivalente al doble de la distancia existente entre los pozos.

Esta información se incorpora en un modelo estructural utilizando el software de simulación de pozos Petrel. Habiendo establecido la geometría de los horizontes de interés, los especialistas en modelado pueblan el modelo estructural con las mediciones de resistividad derivadas de los registros de pozos. Luego se utilizan métodos geostatísticos de interpolación para ayudar a

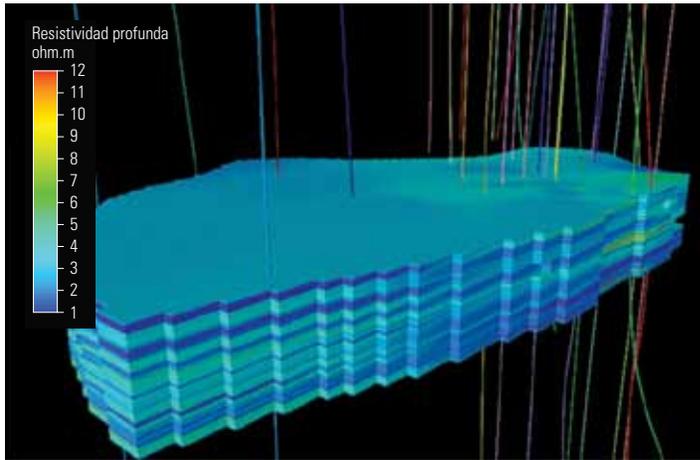
7. Para obtener información adicional sobre la física de la adquisición de datos EM, consulte: Brady J, Campbell T, Fenwick A, Ganz M, Sandberg SK, Pereira Buonora MP, Rodrigues LF, Campbell C, Combee L, Ferster A, Umbach KE, Labruzzo T, Zerilli A, Nichols EA, Patmore S y Stilling J: "Sondeos electromagnéticos para la exploración de petróleo y gas," *Oilfield Review* 21, no. 1 (Septiembre de 2009): 4-19.

8. Levesque, referencia 2.

9. Kim HJ y Lee KH: "Electromagnetic Fields in a Non-Uniform Steel-Cased Borehole," *Geophysical Prospecting* 54, no. 4 (Julio de 2006): 433-439.

10. Nekut AG: "Crosswell Electromagnetic Tomography in Steel-Cased Wells," *Geophysics* 60, no. 3 (Mayo-Junio de 1995): 912-920.

11. DePavia et al, referencia 4.



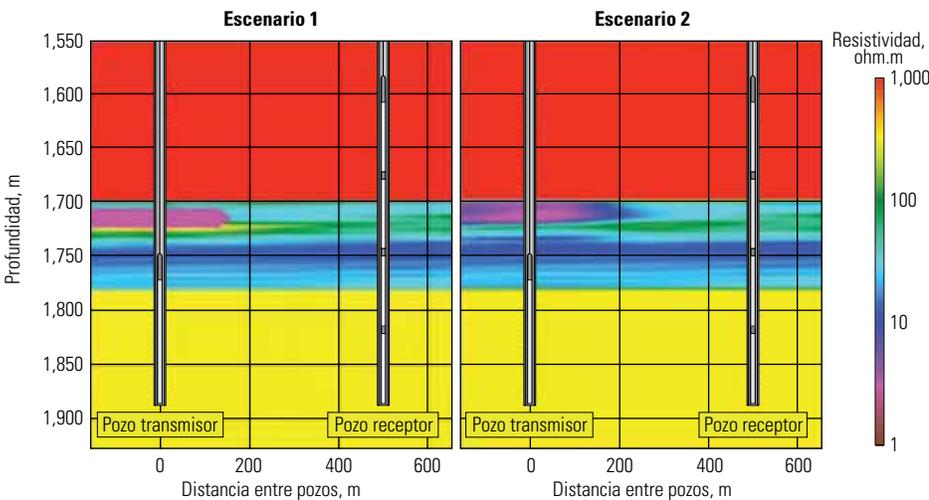
^ Volumen de resistividad para la planeación previa a las operaciones. El modelo de resistividad básico de la formación sirve como base para la corrección de la geometría y la inversión de los datos de alta frecuencia. El modelo básico se construye utilizando los registros de resistividad convencionales que han sido adquiridos en pozos vecinos, antes de efectuar el levantamiento DeepLook-EM. Estos datos de registros, junto con la información estructural derivada de los levantamientos sísmicos, son integrados y suavizados utilizando un programa geoestadístico para crear un volumen de resistividad 3D que cubre las profundidades de interés.

producir un volumen básico de resistividad 3D de la región propuesta para el levantamiento (arriba).

El modelo básico se importa en un paquete de simulación de pozos DeepLook-EM y se llevan a cabo estudios de sensibilidad y reconstrucción de imágenes (próxima página, arriba). El estudio de sensibilidad evalúa la capacidad del levantamiento para detectar los cambios producidos en la resistividad de la formación en respuesta a los diferentes escenarios de yacimientos, tales como el desplazamiento de los frentes de inyección de

fluidos, la estratificación de la formación, las fracturas o las fallas, además de los parámetros singulares asociados con cada escenario. Durante este paso, se computa el campo electromagnético para todas las combinaciones de ubicaciones de pares de transmisores-receptores. Aquí, se ejecuta el proceso de modelado directo 2D para el modelo básico y nuevamente para cada uno de los diversos escenarios.<sup>12</sup>

La respuesta de los escenarios se compara con el modelo básico y los responsables del



^ Modelo de escenarios. Las respuestas de la herramienta a los diversos escenarios se modelan con el fin de determinar la capacidad del levantamiento para detectar y finalmente resolver los rasgos del subsuelo. Una imagen de resistividad modela la respuesta a un escenario de inyección de agua (izquierda). Si la respuesta difiere significativamente del modelo básico, se efectúa una inversión de los datos de los distintos escenarios con el fin de estimar la capacidad de las imágenes para reconstruir los cambios de resistividad entre los dos pozos (derecha).

diseño del levantamiento buscan las diferencias de resistividad en cada caso con el fin de determinar si un escenario dado genera cambios que pueden medirse utilizando los parámetros especificados para el levantamiento (izquierda, extremo inferior). Si la sensibilidad es suficiente para reconocer las diferencias en los campos electromagnéticos, entre un escenario y el modelo básico, se efectúa un proceso de inversión de los datos del escenario con el fin de estimar la capacidad de las imágenes para reconstruir los cambios producidos en la distribución de la resistividad entre los dos pozos.<sup>13</sup>

Estos modelos de respuesta sirven como marco para la inversión final y la interpretación que tienen lugar después de ejecutar el levantamiento entre pozos. Una vez adquiridos los datos de campo reales, se genera una imagen de la distribución de la resistividad entre los pozos a través de un proceso de inversión de datos no lineales. Este proceso emplea un procedimiento iterativo para actualizar y minimizar las diferencias existentes entre los datos medidos y las respuestas modeladas; las diferencias se minimizan por mínimos cuadrados. Las distribuciones de resistividad resultantes se utilizan para rastrear los movimientos de los fluidos entre los pozos.

### Imágenes del flujo de fluidos a escala de yacimiento

En un campo prolífico de los Emiratos Árabes Unidos, operado por Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations (ADCO), se observaba un proceso de barrido irregular o irrupción de agua. Para comprender cómo el proceso de inyección de agua estaba afectando la producción, el operador necesitaba monitorear los movimientos subterráneos del agua entre los pozos. No obstante, la cobertura lateral utilizando los conjuntos convencionales de adquisición de registros no era suficiente para el monitoreo del flujo de fluidos entre pozos, como tampoco lo era la resolución vertical proporcionada por los levantamientos sísmicos. Estas limitaciones de los levantamientos impedían las operaciones de simulación de flujo estocástico y el modelado general de yacimientos que ADCO utilizaba para predecir las dimensiones del frente de agua.

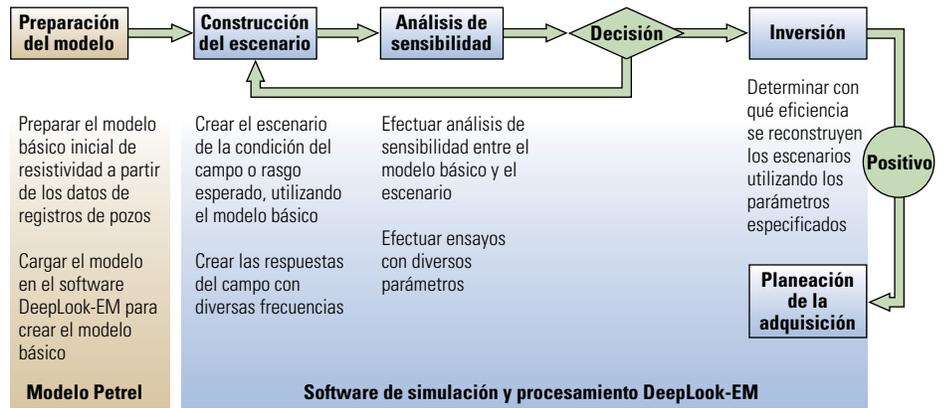
Los perfiles DeepLook-EM de pares de pozos se obtuvieron entre un conjunto de tres pozos de observación dedicados, con terminaciones de acero al cromo. Un levantamiento básico, efectuado antes del proceso de inyección, estableció una base de comparación para posibilitar el rastreo de los cambios producidos en el espacio comprendido entre los pozos. Las imágenes del levantamiento, obtenidas seis meses después del

levantamiento básico, indicaron el éxito de la inyección de agua desde el pozo inyector horizontal en dirección hacia los pozos de observación P-1 y P-3, con un gran volumen de agua barrida en una dirección de flujo preferencial de este a oeste (*derecha, extremo inferior*). Esta dirección preferencial del flujo fue confirmada posteriormente con los registros de control de saturación del yacimiento RST.

En el momento de la ejecución del levantamiento efectuado al cabo de seis meses, no había migrado agua hacia el par de pozos de observación P-2 y P-3. Recientemente se llevó a cabo un levantamiento subsiguiente que proporcionó aún más detalles acerca del avance del frente de inyección de agua. Los resultados serán utilizados para desarrollar un modelo más preciso de simulación de flujo para la ingeniería de yacimientos. Esta información guiará a los ingenieros y geólogos de ADCO en su estrategia de ubicación de nuevos pozos inyectores y pozos de desarrollo de relleno, ayudándolos al mismo tiempo a ajustar el desempeño de los pozos de inyección existentes para lograr un nivel de recuperación óptimo.

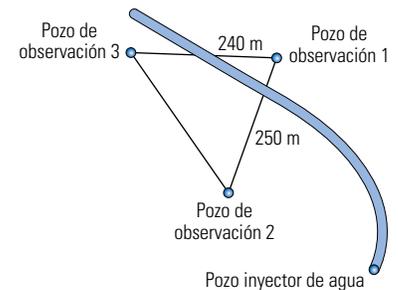
### Monitoreo del proceso de inyección de agua

Durante muchos años, en un campo petrolero de Arabia Saudita, la práctica habitual consistió en el bombeo de agua de mar en los pozos periféricos



Flujo de trabajo para determinar la factibilidad del levantamiento. Las respuestas de la herramienta a los diversos escenarios de yacimientos deben ser probadas y verificadas antes de efectuar un levantamiento DeepLook-EM.

de inyección de agua para mantener la presión del yacimiento. En dicho campo, el agua inyectada reemplaza al petróleo producido a través de un mecanismo ascendente. Con el tiempo, esta agua se desplaza hacia arriba para irrumpir en algunos de los pozos productores. La distribución del agua inyectada es variable, debido a las heterogeneidades presentes en este yacimiento carbonatado.<sup>14</sup>



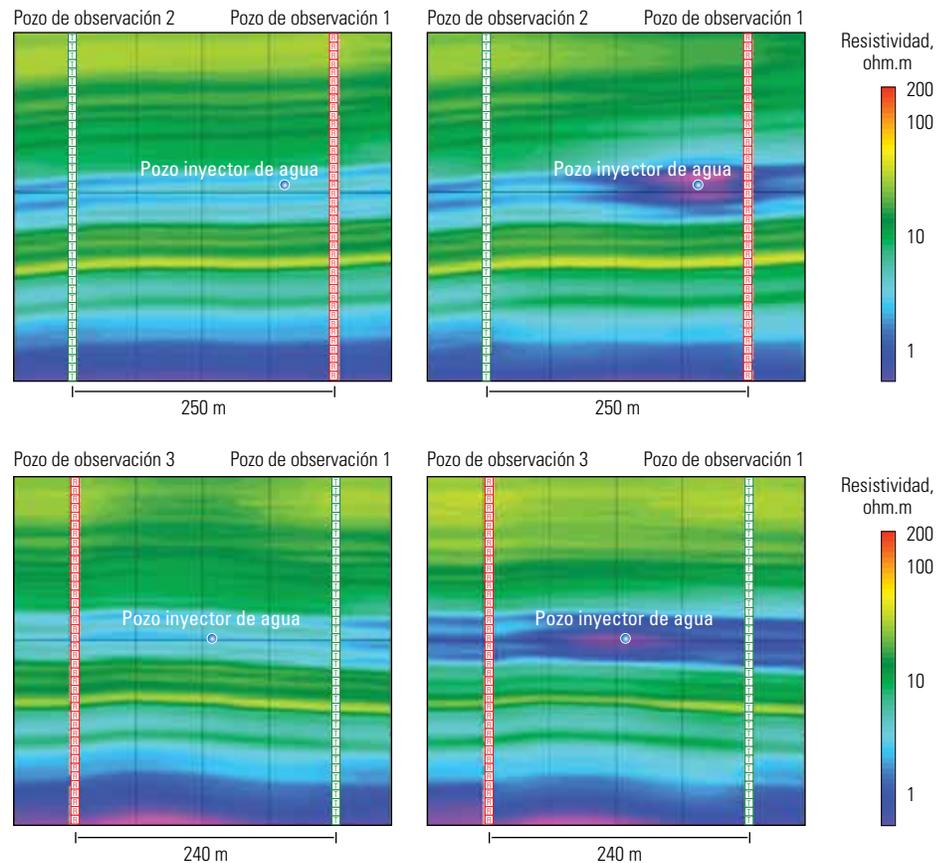
12. La técnica de modelado directo se utiliza para determinar la respuesta general de numerosas mediciones derivadas de los registros electromagnéticos. Esta técnica fue desarrollada para determinar el valor que un sensor dado podría medir en un ambiente de formación específico, mediante la aplicación de un conjunto de ecuaciones teóricas para obtener la respuesta del sensor. El modelado directo se utiliza además para la interpretación de los datos, particularmente en pozos horizontales y en ambientes complejos. El conjunto de ecuaciones teóricas que constituyen los modelos directos puede ser 1D, 2D o 3D. Cuanto más compleja es la geometría, mayor es el número de factores que deben ser modelados, lo cual se traduce en tiempos computacionales más largos.

13. Para obtener más información sobre el proceso de inversión DeepLook-EM, consulte: Gao G, Alumbaugh D, Zhang P, Zhang H, Levesque C, Rosthal R, Liu J, Abubakar A, y Habashy T: "Practical Implications of Nonlinear Inversion for Cross-Well Electromagnetic Data Collected in Cased-Wells," *SEG Expanded Abstracts 27* (2008): 299-303.

Para obtener una perspectiva diferente sobre el proceso de inversión sísmica en el campo petrolero, consulte: Barclay F, Bruun A, Rasmussen KB, Camara Alfaro J, Cooke A, Cooke D, Salter D, Godfrey R, Lowden D, McHugo S, Özdemir H, Pickering S, González Pineda F, Herwanger J, Volterrrani S, Murineddu A, Rasmussen A y Roberts R: "Inversión sísmica: Lectura entre líneas," *Oilfield Review* 20, no. 1 (Verano de 2008): 44-66.

14. Wilt M, Donadille JM, AlRuwaiti S, Ma SM y Marsala A: "Crosswell Electromagnetic Tomography in Saudi Arabia: From Field Surveys to Resistivity Mapping," presentado en la 70a Conferencia y Exhibición de la EAGE, Roma, 9 al 12 de junio de 2008.

Marsala AF, Ruwaiti S, Ma SM, Ali Z, Buali M, Donadille JM, Cray S y Wilt M: "Crosswell Electromagnetic Tomography: From Resistivity Mapping to Interwell Fluid Distribution," artículo IPTC 12229, presentado en la Conferencia Internacional de Tecnología Petrolera, Kuala Lumpur, 3 al 5 de diciembre de 2008.

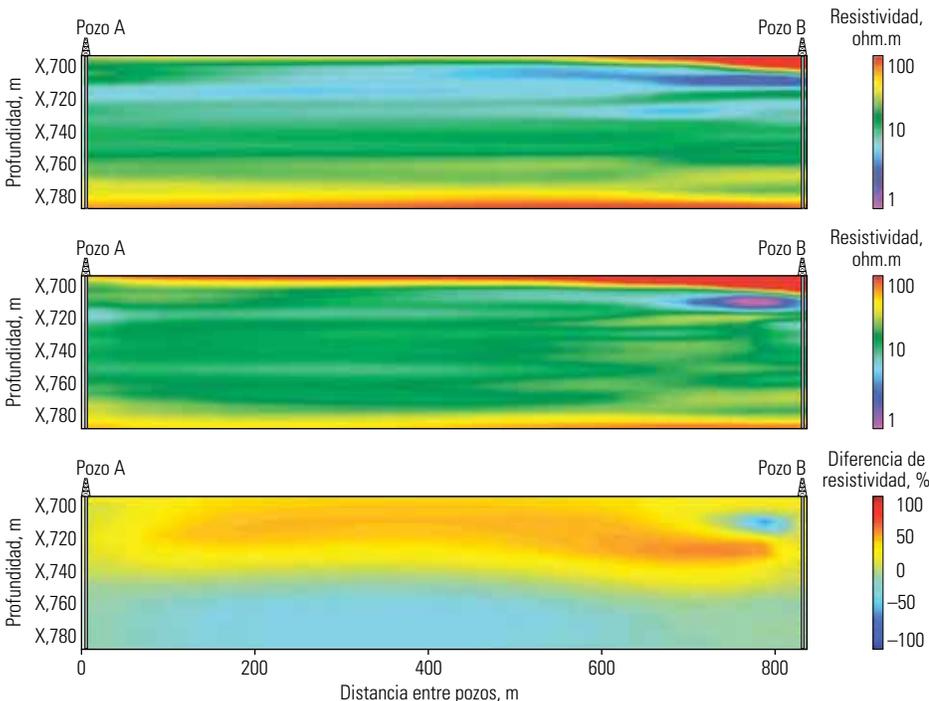


Imágenes de levantamientos sísmicos repetidos (técnica de lapsos de tiempo). Los levantamientos DeepLook-EM (*derecha*) efectuados seis meses después de un levantamiento básico (*izquierda*) muestran un grado significativo de barrido con agua (zona púrpura) que procede preferentemente de este a oeste entre los pozos P-1 y P-3.

Para rastrear el avance del frente de agua con el tiempo, se efectuaron mediciones del corte de agua en los pozos productores; sin embargo, este método no define la forma del frente entre los

pozos. En una parte de este campo gigante, las mediciones de resistividad obtenidas con los registros convencionales adquiridos con cable indicaron que dos pozos productivos se encontra-

ban prácticamente invadidos por el agua. Dado que la distribución de la resistividad entre los pozos se desconocía, no era posible determinar la saturación de fluidos en la región comprendida entre los pozos.



Una gran diferencia. El modelo básico (*panel superior*), inferido a partir de los registros de resistividad convencionales, parece indicar que el intervalo de yacimiento entre los pozos se encuentra invadido por el agua y que el fluido conductivo inyectado (*área azul, extremo superior de la sección*) está barriendo el yacimiento. Por el contrario, la imagen de resistividad DeepLook-EM invertida (*panel central*) muestra un rango de resistividad más alta (verde a amarillo) en la misma sección, lo cual es indicativo de la presencia de petróleo. Las diferencias de resistividad entre los datos básicos y los datos invertidos (*panel inferior*) indican que la eficiencia de la inyección de agua es variable en un área conocida por la porosidad más alta.

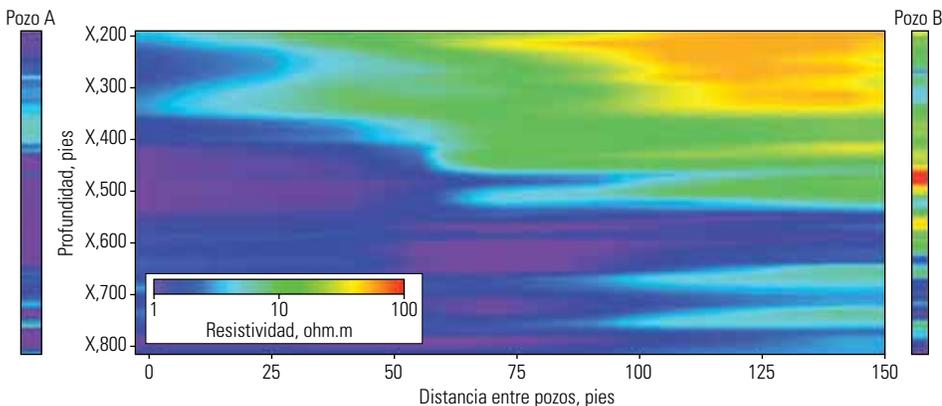
El agua inyectada se obtiene habitualmente a partir de agua de mar o de agua producida reciclada; en cualquiera de ambos casos, la salinidad del agua inyectada ronda unas 60,000 ppm aproximadamente. Las zonas barridas con fluidos pueden caracterizarse a veces por un cambio drástico en la resistividad de la formación, que habitualmente oscila entre 30-50 ohm.m y menos de 2 ohm.m, dependiendo de la saturación y la porosidad. Además se producen cambios asociados en la densidad pero sólo cambios secundarios en la velocidad sísmica. La existencia de un alto contraste de resistividad entre el agua inyectada y el petróleo en el yacimiento probablemente se observaría en los perfiles electromagnéticos de lectura profunda. Los resultados de un levantamiento entre pozos posibilitarían además la asociación de la resistividad de la formación con la saturación de fluido.

Después de evaluar la factibilidad, Schlumberger efectuó un levantamiento entre pozos DeepLook-EM entre los pozos productores separados por una distancia de 845 m [2,772 pies], situados en el flanco oeste del yacimiento. El levantamiento permitió obtener varios miles de puntos de medición con una frecuencia de 100 Hz. El levantamiento procesado indicó que la distribución de la resistividad difería significativamente respecto de la sección transversal básica interpolada, basada exclusivamente en los registros de pozos previos al levantamiento (*izquierda, extremo superior*).

Si bien los registros de resistividad convencionales indicaron que la sección vecina al pozo se encontraba esencialmente invadida por el agua, el levantamiento DeepLook-EM reveló la existencia de áreas con eficiencia de barrido variable entre los pozos.

### Imágenes de los frentes de vapor

La compañía operadora de un campo de petróleo pesado situado en el Valle de San Joaquín, en California, EUA, utiliza vapor de agua para mejorar la producción en diversos yacimientos. Los ingenieros de yacimientos están aplicando una técnica de inyección cíclica de vapor en la que un pozo se saca de producción y se utiliza para inyectar vapor en el yacimiento. El pozo se cierra durante varios días, en lo que se conoce como "período de remojo," dando tiempo para que el vapor se disperse y diluya el petróleo. Luego el pozo se abre y se produce el petróleo diluido.



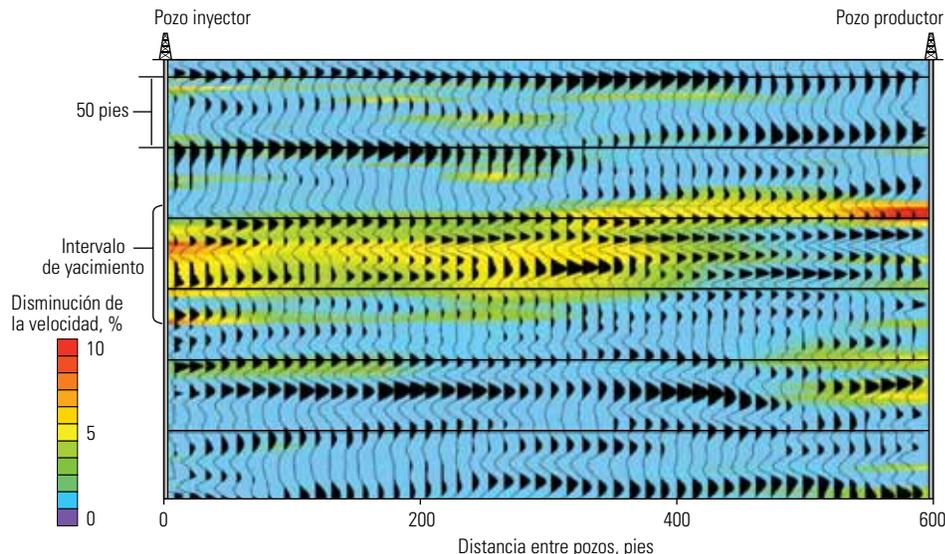
Perfil de resistividad entre pozos. La baja resistividad (sombreado azul) es una característica habitual de las capas de lutita y de las zonas barridas con vapor; en el otro extremo del espectro, las resistividades más altas (naranja a rojo) son características de las areniscas petrolíferas no barridas. Las resistividades intermedias (verde) representan zonas de transición entre el vapor y el petróleo. El levantamiento DeepLook-EM proveyó la imagen de un límite abrupto a mitad de camino entre los pozos; los cambios producidos en la resistividad, que pasa de 2 ohm.m en la zona agotada a más de 50 ohm.m en la zona no barrida. Lo más probable es que la baja resistividad resulte del reemplazo del petróleo por el agua de formación y el condensado de vapor inyectado en un pozo situado a la izquierda de este levantamiento.

La compañía operadora necesitaba comprender mejor cómo se distribuye el calor a través del yacimiento después de inyectado el vapor. El campo que cubre aproximadamente 52 km<sup>2</sup> [20 mi<sup>2</sup>] es conocido por su geología compleja y de inclinación pronunciada. En este ambiente, a la compañía operadora le resultaba difícil determinar las distribuciones verticales y radiales del vapor alrededor de cada pozo inyector.

El enfoque propuesto por Schlumberger consistió en generar una imagen de la respuesta de resistividad del yacimiento ante el proceso de inyección de vapor. Las mediciones derivadas de los registros de inducción muestran que los valores de resistividad disminuyen habitualmente en un 35% a un 80%, después de inyectar vapor en un yacimiento. En esta respuesta inciden dos factores: a medida que se incrementa la temperatura, las rocas se vuelven más conductivas o menos resistivas; igualmente importante es el hecho de que la respuesta se verá cuando el petróleo de alta resistividad sea reemplazado por agua salada de resistividad más baja.<sup>15</sup> La sensibilidad de los levantamientos DeepLook-EM a los cambios de resistividad convirtió a esta técnica de levantamiento entre pozos en una elección indiscutible para el rastreo de la distribución del vapor inyectado y la identificación de las zonas barridas en los yacimientos. Utilizando mediciones EM entre pozos, la compañía operadora podría inferir la estructura, la distribución de la temperatura y la saturación residual de los volúmenes de yacimiento afectados.

Durante la etapa de planeación, se construyó un modelo básico para la inversión de los datos. Este modelo incorporó los registros de resistividad obtenidos con las herramientas convencionales operadas con cable, cuando se perforaron los pozos por primera vez y antes de que fueran entubados o sometidos al proceso de inyección de vapor. Una vez determinada la factibilidad del levantamiento para mapear la zona afectada por el vapor entre los pozos, el transmisor y el receptor DeepLook-EM se desplegaron en dos pozos. Se registró un intervalo de 750 pies [229 m] a una velocidad de 6 m/min [20 pies/min], luego se bajó el transmisor hasta la base de la zona investigada y se reposicionó el receptor. Este proceso se reiteró hasta haber registrado todas las estaciones de transmisión y recepción. La operación quedó concluida en aproximadamente 12 horas.

El levantamiento resultante proporcionó un perfil claro de las zonas agotadas y no barridas del yacimiento (página anterior, abajo). Los datos de este levantamiento entre pozos permitieron mapear los efectos de la saturación con vapor, guiar los planes de desarrollo del campo y mejorar las estimaciones de las reservas.



▲ Monitoreo sísmico repetido entre pozos. Aquí se utilizó la tecnología de tomografía sísmica entre pozos para mapear el CO<sub>2</sub> miscible entre un pozo inyector y un pozo productor de un programa de recuperación mejorada de petróleo. La visualización muestra los datos sísmicos de reflexión de alta resolución entre pozos (trazas negras), superpuestos sobre los datos de diferencia de velocidad codificados con colores. Esta escala de colores ayuda a los geocientíficos a rastrear los cambios producidos en la velocidad sísmica entre un levantamiento básico, previo a la inyección, y un levantamiento posterior efectuado nueve meses después de comenzada la inyección de CO<sub>2</sub>. La zona del centro (amarillo y rojo) experimentó una reducción mayor de la velocidad que las capas adyacentes (azul y verde), lo cual indica una acumulación potencial de CO<sub>2</sub>. En este caso, el operador llegó a la conclusión de que el barrido con CO<sub>2</sub> no era uniforme entre el pozo inyector y el pozo productor.

### Expansión de las capacidades de lectura profunda

Una vez perforado y terminado un pozo, los operadores deben ocuparse de la región situada más allá del mismo; particularmente el área del yacimiento que se encuentra entre los pozos productivos. No obstante, pasando algunos metros de distancia del pozo, la información detallada es escasa debido a la relación de compromiso existente entre la profundidad de investigación y la resolución vertical: la mayor parte de los levantamientos logra una pero no ambas cosas. Los operadores se han adaptado a esta deficiencia asociada con la caracterización del yacimiento. Hasta hace poco, construían la mayoría de los modelos a escala de yacimiento sobre una base amplia de datos sísmicos de superficie, utilizando procesos geoestadísticos para extrapolar las propiedades de la formación, derivadas de los registros de pozos, hacia la región comprendida entre los mismos.

Las mediciones de lectura profunda, obtenidas mediante los levantamientos DeepLook-EM entre pozos, proveen a los operadores mayor control petrofísico en sus modelos de yacimientos. Los especialistas en levantamientos entre pozos están trabajando ahora para expandir el alcance de los servicios más allá de las mediciones de resistividad. Con la reciente adquisición de Z-Seis Corporation, Schlumberger está agregando a su

rango de capacidades de lectura profunda las mediciones sísmicas entre pozos. Obtenidos con una fuente acústica en un pozo y un arreglo de receptores en otro, los levantamientos de sísmica de pozos efectuados entre pozos proveen imágenes de la región comprendida entre los pozos con mayor detalle que los levantamientos convencionales de sísmica de superficie (arriba). En las aplicaciones sísmicas de repetición (técnica de lapsos de tiempo), estos levantamientos permiten distinguir cambios de velocidad mínimos para ayudar a los ingenieros de yacimientos a identificar y monitorear el movimiento del vapor, el gas y el CO<sub>2</sub>.

Por consiguiente, la capacidad para identificar y monitorear los frentes de fluidos utilizando mediciones EM entre pozos es complementada con esta técnica sísmica que permite delinear la estructura y monitorear el movimiento del gas en el yacimiento. La información detallada, obtenida a nivel de yacimiento a partir de mediciones de lectura profunda, proporciona a los geocientíficos e ingenieros de yacimientos un mayor conocimiento sobre cómo se desplazan e interactúan los fluidos, lo cual en última instancia determinará el curso de los procesos de manejo y producción del campo petrolero. —MV

15. Wilt et al, referencia 3.